

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Інститут енергозбереження та енергоменеджменту

(повна назва інституту)

Кафедра електропостачання

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

« ____ » _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

на тему: «Механізм керування генерацією сонячних електростанцій»

Виконав: студент VI курсу, групи ОН-91мп

_____ Лунін Микола Миколайович

(прізвище, ім'я по батькові)

_____ (підпис)

Науковий керівник д.т.н., доцент. Находов В.Ф.,

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Консультант нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.

(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних
посилань.

Студент _____

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний
інститут імені Ігоря
Сікорського»**

Інститут/факультет Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
(повна назва)

Кафедра електропостачання
(повна назва)

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов
«__» _____ 20__ р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Луніну Миколі Миколайовичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Механізм керування генерацією сонячних електростанцій»

науковий керівник дисертації д.т.н., доц. Находов В.Ф.,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «03» листопада 2020 р. № 3199-с _____

2. Строк подання студентом дисертації 14 грудня 2020 року

3. Об'єкт дослідження Об'єднана енергетична система України

4. Предмет дослідження: методи та способи впливу на нерегульоване виробництво електроенергії сонячними електростанціями.

1. Перелік завдань, які потрібно розробити Аналіз впливу нерегульованого використання СЕС на режим виробництва електроенергії
2. Створення методичної основи оцінки додаткових витрат на виробництво електричної енергії у зв'язку з нерегульованим використанням СЕС
3. Запропонувати показники впливу окремих СЕС на режим виробництва електричної енергії в системі (тобто на додаткові витрати на виробництво електроенергії).

4. Розробка методологічних основ функціонування механізму управління генерацією сонячних електростанцій.

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: презентація – наочні матеріали за результатами дослідження (алгоритми розрахунків та діаграми)

7.Орієнтовний перелік публікацій науково-технічна конференція "Енергетика. Екологія. Людина" та III науково-технічна конференція магістрантів ІЕЕ. Секція: «Сталий розвиток енергетики. Сучасні системи забезпечення електричною енергією»

8.Консультанти розділів дисертації
Нормоконтроль ас. Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 31 травня 2019 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Проблема некерованого розвитку та використання сонячної генерації	04.06.2020 – 07.07.2020	
2	Механізм адресного управління сонячною генерацією	08.07.2020 – 01.09.2020	
3	Приклад функціонування механізму адресного управління режимами сонячної генерації	02.09.2020 – 28.10.2020	
4.	Розробка стартап проекту		
5.	Оформлення дисертації		
6.	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	30. 10.20-10.12.20	
7.	Передзахист МД	10.12.20-14.12.20	
8.	Захист дисертації	17.12.20-22.12.20	

Студент

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

(ініціали, прізвище)

Реферат

Темою магістерської дисертації є механізм управління генерацією сонячних електростанцій.

Енергетика відіграє вирішальну роль в економічному розвитку України. Тому, вдосконалення систем генерування, передачі та розподілу в ОЕС України є першочерговою задачею для спеціалістів відповідного профілю. На теперішній час, енергетика України, як і всього світу, притримується шляху декарбонізації, розвитку і розповсюдженні енергозберігаючих технологій, та відновлювальних джерел енергії. Найбільшого, з відновлюваних джерел енергії, розвитку в державі нині досягла сонячна енергетика. Однак, крім вузького кола спеціалістів, розвиток сонячної генерації – процес, відокремлений від загального розвитку енергосистеми України. На даний момент, генерація електроенергії такими станціями серйозно впливає на графік генерації теплових електростанцій – поки що основного виробника електроенергії, разом з атомними електростанціями. Такий вплив збільшує додаткові витрати на виробництво електроенергії ТЕС ГК. При збільшенні встановленої потужності СЕС, ці витрати все більше зростатимуть, та, в перспективі, знижуватимуть ефективність роботи ТЕС. Тому, в дисертації запропоновано один з можливих шляхів подолання даної проблеми – теоретична можливість регульованого використання СЕС.

Мета дисертації – стимулювання розвитку та інтегрування до ОЕС об'єктів сонячної енергетики без використання «зеленого тарифу».

Задачі дослідження:

- Аналіз впливу нерегульованого використання СЕС на режим виробництва електроенергії
- Створення методичної основи оцінки додаткових витрат на виробництво електричної енергії у зв'язку з нерегульованим використанням СЕС

- Запропонувати показники впливу окремих СЕС на режим виробництва електричної енергії в системі(тобто на додаткові витрати на виробництво електроенергії).
- Розробка методологічних основ функціонування механізму управління генерацією сонячних електростанцій

Об'єкт дослідження – об'єднана енергетична система України

Предмет дослідження - методи та способи впливу на нерегульоване виробництво електроенергії сонячними електростанціями.

Методи дослідження – вирішення оптимізаційної задачі програмним забезпеченням.

Наукова новизна полягає в розробці механізму управління генерацією сонячних електростанцій без використання «зеленого тарифу».

Практичне значення полягає в можливому впровадженні такого механізму, що призведе до зменшення додаткових витрат на виробництво електроенергії, та покращенні режимів роботи ТЕС.

Апробація результатів дисертації. Результати магістерської дисертації були викладені на III науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ та публікації наукової статті у збірнику конференції.

Структура і обсяг дисертаційної роботи складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаної літератури. Обсяг роботи становить 102 сторінки, 13 таблиць та 18 рисунків.

Ключові слова: ЕНЕРГЕТИКА, ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ, НЕКЕРОВАНЕ ВИКОРИСТАННЯ, ДОДАТКОВІ ВИТРАТИ, ГРАФІК ГЕНЕРАЦІЇ, РЕГУЛЬОВАНЕ ВИКОРИСТАННЯ, ПРОЕКТ, «ЗЕЛЕНИЙ ТАРИФ», АНАЛІЗ, ВПРОВАДЖЕННЯ, МЕХАНІЗМ КЕРУВАННЯ.

Abstract

The topic of the master's dissertation is the control mechanism of solar power plant generation.

Energy plays a crucial role in Ukraine's economic development. Therefore, the improvement of generation, transmission and distribution systems in the UES of Ukraine is a priority for specialists in this field. At present, Ukraine's energy sector, like the rest of the world, adheres to the path of decarbonisation, development and dissemination of energy-saving technologies and renewable energy sources. The largest renewable energy development in the country has now been achieved by solar energy. However, in addition to a narrow circle of specialists, the development of solar generation is a process separate from the general development of Ukraine's energy system. At present, the generation of electricity by such plants seriously affects the generation schedule of thermal power plants - so far the main producer of electricity, along with nuclear power plants. This impact increases the additional costs of electricity production of TPP GK. As the installed capacity of SPP increases, these costs will increase and, in the long run, reduce the efficiency of TPPs. Therefore, the dissertation proposes one of the possible ways to overcome this problem - the theoretical possibility of regulated use of SPP. The purpose of the dissertation is to stimulate the development and integration of solar energy facilities into the UES without the use of a "green tariff".

Research objectives:

- Analysis of the impact of unregulated use of SPP on the mode of electricity production
- Creation of a methodological basis for estimating the additional costs of electricity production in connection with the unregulated use of SPP
- Propose indicators of the impact of individual SPP on the mode of electricity production in the system (ie on the additional costs of electricity production).

- Development of methodological bases of functioning of the control mechanism of generation of solar power plants.

The object of research is the unified energy system of Ukraine

The subject of research - methods and ways of influencing the unregulated production of electricity by solar power plants.

Research methods - solving the optimization problem with software.

The scientific novelty is to develop a mechanism for controlling the generation of solar power plants without the use of "green tariff".

The practical significance lies in the possible introduction of such a mechanism, which will reduce the additional costs of electricity production and improve the operation of TPPs.

Approbation of dissertation results. The results of the master's dissertation were presented at the III scientific and technical conference of IEE masters and the publication of a scientific article in the conference proceedings.

The structure and scope of the dissertation consists of an introduction, four chapters, conclusions and a list of references. The volume of work is 102 pages, 13 tables and 18 figures. Key words: ENERGY, THERMAL POWER, SOLAR POWER, UNCONTROLLABLE USE, ADDITIONAL COSTS SCHEDULE GENERATION, REGULATED USE, PROJECT, "GREEN" TARIFF, ANALYSIS, IMPLEMENTATION, CONTROL MECHANISMS.

Зміст

ВСТУП	11
1. ПРОБЛЕМА НЕКЕРОВАНОГО РОЗВИТКУ ТА ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	13
1.1 Сучасний стан електроенергетичної галузі України	13
1.2. Особливості покриття попиту споживачів на електричну потужність в ОЕС України	22
1.3 Негативний вплив некерованого використання сонячних електростанцій на режими роботи енергоблоків ТЕС ГК.....	26
1.4. Вітчизняний та європейський досвід управління розвитком та використанням сонячної генерації	29
1.5. Висновки	34
2. МЕХАНІЗМ АДРЕСНОГО УПРАВЛІННЯ СОНЯЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ	35
2.1 Загальна ідея створення механізму адресного управління режимами сонячної генерації	35
2.2. Алгоритм функціонування механізму управління робочою потужністю СЕС	37
2.2.1. Підготовчий етап.....	38
2.2.2. Етап планування.....	43
2.2.3. Етап остаточних розрахунків.....	44
2.3. Визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричної потужності СЕС	45
2.4. Оцінка потенціалу зниження витрат ТЕС в результаті управління робочою потужністю сонячних електростанцій.	53
2.5. Визначення впливу зміни режимів роботи окремих СЕС на нерівномірність графіків навантаження теплових електростанцій	58

2.7. Висновки	60
3. ПРИКЛАД ФУНКЦІОНУВАННЯ МЕХАНІЗМУ АДРЕСНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	61
3.1. Приклад визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричної потужності СЕС	61
3.2. Приклад оцінки потенціалу зниження витрат ТЕС в результаті управління робочою потужністю сонячних електростанцій	66
3.3. Приклад визначення впливу зміни режимів роботи окремих СЕС на нерівномірність графіків навантаження теплових електростанцій	80
3.4. Приклад встановлення адресної винагороди за управління режимами генерації СЕС	86
3.5. Висновки	88
4. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ СТВОРЕННЯ ГРУПИ НАУКОВО – МЕТОДИЧНОГО СУПРОВОДУ, ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТУ З КОНТРОЛЬОВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ	89
4.1. Цілі та етапи реалізації стартап-проекту	89
4.2. Обґрунтування актуальності та новизна інноваційної ідеї стартап проекту.	90
4.3. Обґрунтування ресурсного забезпечення проекту	92
4.4. Витрати на оплату праці	93
4.5. Аналіз ризиків стартап – проекту	95
4.7. Висновки	96
ВИСНОВКИ	97
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	98

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА ТЕРМІНІВ

СКОРОЧЕННЯ

ТЕС – теплові електростанції;
ГК – генеруючі компанії;
СЕС – сонячна електростанція;
ГЕС – гідроелектростанція;
ГАЕС – гідроакумуюча електростанція;
АЕС – атомна електростанція;
ВЕС – вітрова електростанція;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності;
СКВ – середньоквадратичне відхилення.

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

$N_{рег.мес}$ – кількість енергоблоків;
 $P_{рег.мес}$ – потужність енергоблоків;
 $Z_{п.пуск}$ – додаткові витрати на пуск;
 $КВВП_{існ}$ – середній коефіцієнт використання встановленої потужності.

ВСТУП

Темою магістерської дисертації є механізм управління генерацією сонячних електростанцій.

Енергетика відіграє вирішальну роль в економічному розвитку України. Тому, вдосконалення систем генерування, передачі та розподілу в ОЕС України є першочерговою задачею для спеціалістів відповідного профілю. На теперішній час, енергетика України, як і всього світу, притримується шляху декарбонізації, розвитку і розповсюдженні енергозберігаючих технологій, та відновлювальних джерел енергії. Найбільшого, з відновлюваних джерел енергії, розвитку в державі нині досягла сонячна енергетика. Однак, крім вузького кола спеціалістів, розвиток сонячної генерації – процес, відокремлений від загального розвитку енергосистеми України. На даний момент, генерація електроенергії такими станціями серйозно впливає на графік генерації теплових електростанцій – поки що основного виробника електроенергії, разом з атомними електростанціями. Такий вплив збільшує додаткові витрати на виробництво електроенергії ТЕС ГК. При збільшенні встановленої потужності СЕС, ці витрати все більше зростатимуть, та, в перспективі, знижуватимуть ефективність роботи ТЕС. Тому, в дисертації запропоновано один з можливих шляхів подолання даної проблеми – теоретична можливість регульованого використання СЕС.

Мета дисертації – стимулювання розвитку та інтегрування до ОЕС об'єктів сонячної енергетики без використання «зеленого тарифу».

Задачі дослідження:

- Аналіз впливу нерегульованого використання СЕС на режим виробництва електроенергії
- Створення методичної основи оцінки додаткових витрат на виробництво електричної енергії у зв'язку з нерегульованим використанням СЕС

- Запропонувати показники впливу окремих СЕС на режим виробництва електричної енергії в системі(тобто на додаткові витрати на виробництво електроенергії).
- Розробка методологічних основ функціонування механізму управління генерацією сонячних електростанцій

Об'єкт дослідження – об'єднана енергетична система України

Предмет дослідження - методи та способи впливу на нерегульоване виробництво електроенергії сонячними електростанціями.

Методи дослідження – вирішення оптимізаційної задачі програмним забезпеченням.

Наукова новизна полягає в розробці механізму управління генерацією сонячних електростанцій без використання «зеленого тарифу».

Практичне значення полягає в можливому впровадженні такого механізму, що призведе до зменшення додаткових витрат на виробництво електроенергії, та покращенні режимів роботи ТЕС.

1. ПРОБЛЕМА НЕКЕРОВАНОВОГО РОЗВИТКУ ТА ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1 Сучасний стан електроенергетичної галузі України

Енергетика відіграє провідну роль в економічному розвитку країни та її економіки. У 2014—2015 рр. Україна опинилася в стані глибокої економічної кризи. Внаслідок воєнних дій на сході України значно постраждала її економіка і, зокрема, енергетичний сектор. У 2014 р. вперше у своїй історії країна виявилася залежною від імпорту всіх видів енергоресурсів, оскільки до імпорту природного газу і нафтопродуктів додався імпорт вугілля і періодичний імпорт електричної енергії.[1]

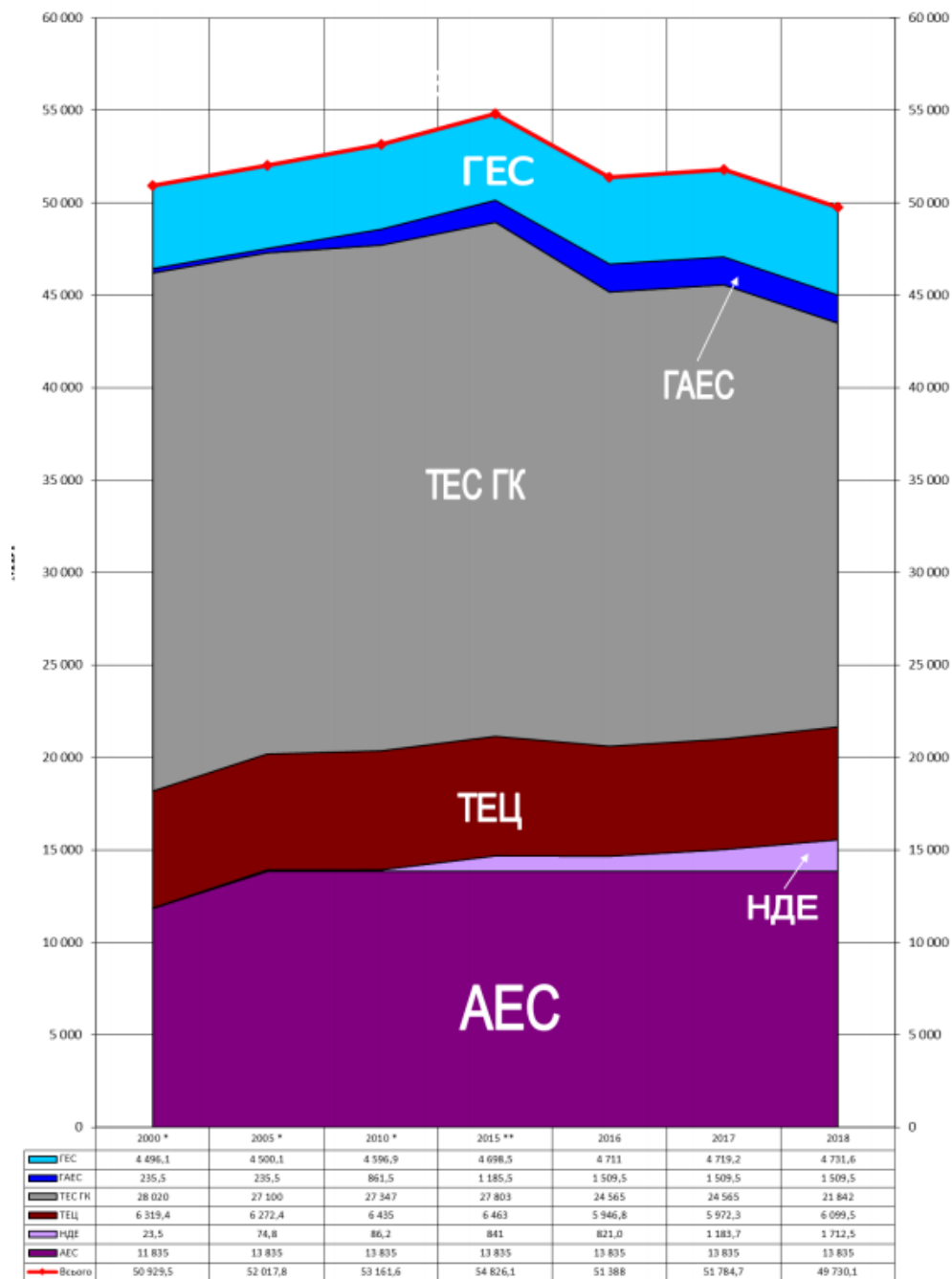
Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на середину 2020 року (без енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та неконтрольованої території (НКТ) Донбаської електроенергетичної системи) складає 49.7 ГВт, з яких 56.2% припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 27.8% – на атомні електростанції (АЕС), 12.6% – на гідроелектростанції (ГЕС) гідроакумуючі електростанції (ГАЕС). [2]

Основні генеруючі потужності ОЕС України (станом на 01.10.2019) зосереджені на:

- чотирьох атомних електростанціях (15 енергоблоків, з яких 13 – потужністю по 1 000 МВт і 2 – потужністю 415 та 420 МВт);
- каскадах з 8 гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці.
- 12 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт (75 енергоблоків, у тому числі потужністю: 150 МВт – 6, 200 МВт – 31, 300 МВт – 32, 800 МВт – 6 одиниць) та 3 турбогенератора, а також 3-х великих ТЕЦ.

На більшості енергоблоків АЕС встановлені реактори серії ВВЕР-1000 (модель В-320), які за технічними характеристиками подібні до закордонних

реакторів PWR. Дев'ять атомних енергоблоків вже відпрацювали свій проектний 30-річний ресурс, і термін їх експлуатації подовжено ще на 10-20 років.



*з 2015 року без урахування Кримської ЕЕС та **з 2016 року без врахування ТНКТ Донбаської ЕЕС

Рисунок 1.1 – Структура встановленої потужності електростанцій ОЕС України



Рисунок 1.2 – Розміщення основних генеруючих потужностей ОЕС України

Гідроенергетика відіграє винятково важливу роль у функціонуванні української енергосистеми, оскільки ГЕС і ГАЕС є фактично єдиним джерелом її пікових потужностей. Крім того, ГАЕС роблять внесок у згладжування щоденних нічних «провалів» споживання електроенергії.

Технологічну основу генеруючих потужностей у тепловій енергетиці складають пилувугільні енергоблоки високих параметрів пари, потужністю 150-200 МВт та пилувугільні і газомазутні енергоблоки надкритичних параметрів потужністю 300 та 800 МВт на конденсаційних електростанціях. Електростанції з енергоблоками 150 МВт збудовані і введені в експлуатацію в 1959-1964 роках, 200 МВт – у 1960-1975 роках, 300 МВт – у 1963-1988 роках і 800 МВт – у 1967-1977 роках.

У березні 2020 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до Об'єднаної енергетичної системи (далі -

ОЕС) України, становив 13 015,4 млн. кВт·год та зменшився на 1 128,1 млн. кВт·год, або на 8,0% порівняно з показником березня 2019 року.

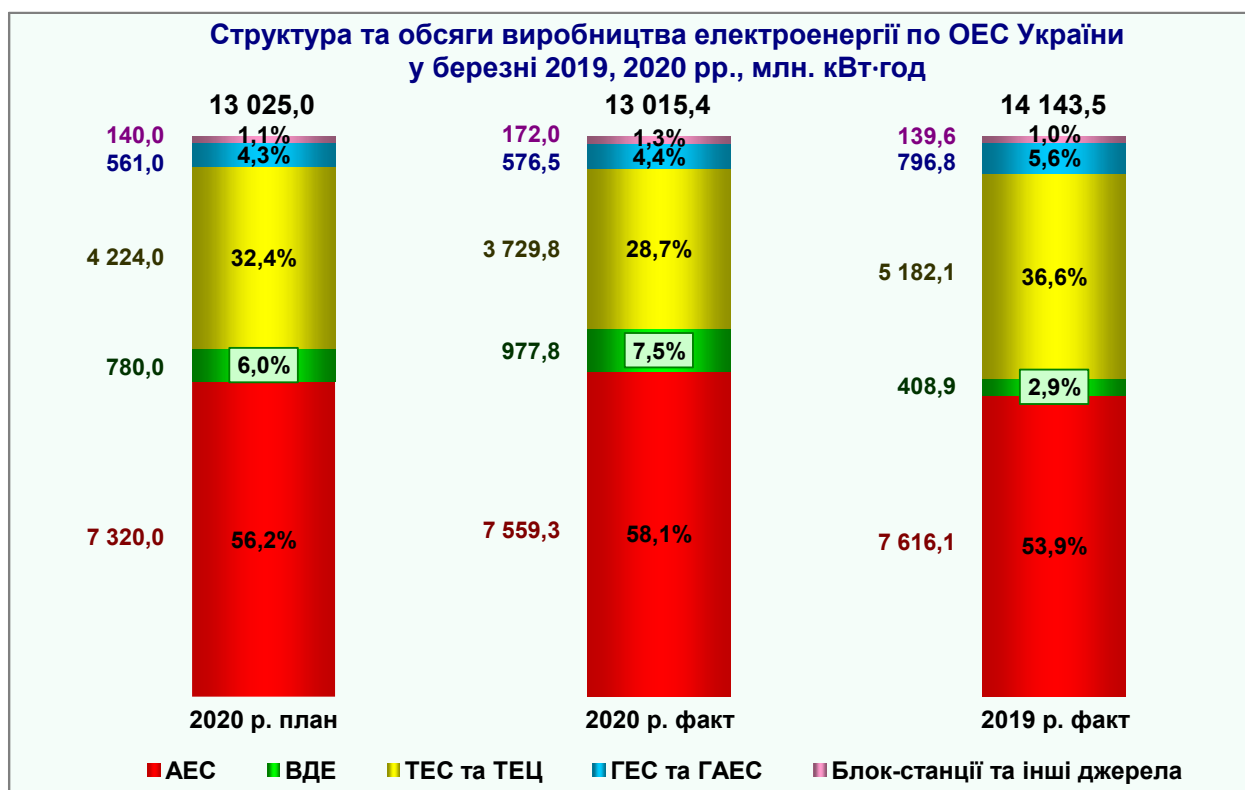


Рисунок 1.3 – Структура та обсяги виробництва електроенергії по ОЕС
України у березні 2019, 2020 рр., млн. кВт*год

При цьому, тепловими електростанціями та теплоелектроцентралями (далі ТЕС та ТЕЦ) вироблено 3 729,8 млн. кВт·год електроенергії, що на 1 452,3 млн. кВт·год, або на 28,0% менше, ніж за березень 2019 року.[3]

Обсяг виробництва електричної енергії атомними електростанціями становив 7 559,3 млн. кВт·год, що на 56,8 млн. кВт·год, або на 0,7% менше показника березня минулого року. Коефіцієнт використання встановленої потужності у березні 2020 року склав 73,5%, що на 0,6 в.п. менше відповідного показника минулого року.

У березні 2020 року виробництво електроенергії гідроелектростанціями та гідроакumuлюючими станціями (далі ГЕС та ГАЕС) зменшилось на 220,3

млн. кВт·год, або на 27,6% порівняно з показником березня 2019 року та становило 576,5 млн. кВт·год.

За березень 2020 року виробництво електроенергії відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) – електростанціями, що використовують вітрову, сонячну енергію та енергію з біомаси (далі – ВЕС, СЕС, біомаса) порівняно з показником

2019 року збільшилось на 568,9 млн. кВт·год або на 139,1% та становило 977,8 млн. кВт·год.

Виробництво електроенергії за березень 2020 року електростанціями інших видів (блок-станціями та іншими джерелами) порівняно з березнем 2019 року збільшилось на 32,4 млн. кВт·год, або на 23,2% та становило 172,0 млн. кВт·год.

За 3 місяці 2020 року обсяг виробництва електричної енергії електростанціями, які входять до ОЕС України, досяг 40 367,0 млн. кВт·год, що на 3 299,1 млн. кВт·год або на 7,6% менше порівняно з відповідним періодом 2019 року.[3]

При цьому ТЕС та ТЕЦ вироблено електроенергії на 3 187,3 млн. кВт·год, або на 19,2% менше, ніж за відповідний період 2019 року та становило 13 395,7 млн. кВт·год.

Атомними електростанціями за 3 місяці 2020 року вироблено електроенергії на 999,2 млн. кВт·год, або на 4,2% менше порівняно з аналогічним показником 2019 року та становило 22 565,1 млн. кВт·год. Коефіцієнт використання встановленої потужності з початку 2020 року становив 74,7% (за відповідний період 2019 року – 78,9%).

Виробництво електроенергії ГЕС та ГАЕС становило 1 751,0 млн. кВт·год та зменшилось на 527,9 млн. кВт·год, або на 23,2% від минулорічного показника.



Рисунок 1.4 – Структура та обсяги виробництва електроенергії по ОЕС
України за 3 місяці 2019, 2020 рр., млн. кВт*год

За 3 місяці 2020 року виробництво електроенергії відновлюваними джерелами енергії (ВЕС, СЕС, біомаса) порівняно з відповідним періодом 2019 року збільшилось на 1 334,8 млн. кВт·год або на 157,0% та становило 2 185,0 млн. кВт·год.

Виробництво електроенергії електростанціями інших видів (блок-станціями та іншими джерелами) порівняно з аналогічним показником 2019 року збільшилось на 80,5 млн. кВт·год, або на 20,7% та становило 470,2 млн. кВт·год.

За 3 місяці 2020 року тепловими та атомними електростанціями і районними котельнями відпущено 10 892,4 тис. Гкал тепла, що на 52,1 тис. Гкал (або на 0,5%) більше показника відповідного періоду 2019 року.

На сьогодні запаси викопних енергоресурсів зменшуються, тому ресурси традиційної енергетики зростають в ціні і в перспективі можуть

стати недоступними. Проблему вирішує освоєння відновлювальних джерел енергії.

Одним із взятих Україною зобов'язань відповідно до Угоди про Асоціацію з ЄС є розвиток та підтримка відновлювальних джерел енергії з урахуванням принципів економічної доцільності та охорони навколишнього середовища. Відновлювальна енергетика визнана одним із головних пріоритетів енергетичної реформи, а сприяння виробництву енергії з альтернативних джерел енергії – завданням державної політики в енергетичній сфері. Це зафіксовано у прийнятій Енергетичній стратегії України на період до 2035 року та в положеннях законодавчої бази. Відновлювальна енергетика гарантує екологічну безпеку та енергетичну незалежність суб'єктам, які її запроваджують.[4]

Як було показано вище, за 3 місяці 2020 року виробництво електроенергії відновлюваними джерелами енергії (ВЕС, СЕС, біомаса) порівняно з відповідним періодом 2019 року збільшилось на 1 334,8 млн. кВт·год або на 157,0% та становило 2 185,0 млн. кВт·год. Однак певну стурбованість викликає та обставина, що в Україні широким загальом (крім досить вузького кола фахівців енергетичної галузі) створення і використання об'єктів відновлюваної енергетики сприймається як процес, абсолютно відокремлений від функціонування і подальшого розвитку існуючої електроенергетичної системи в цілому. Тим часом, як відомо, застосування сучасних відновлюваних джерел, зокрема сонячних електростанцій, є економічно доцільним лише у разі їх приєднання до мереж ОЕС і продажу генерованої ними електричної енергії за «зеленим тарифом». А отже відновлювана енергетика, зокрема сонячна генерація, неминуче впливає і буде впливати надалі на режими роботи об'єднаної енергетичної системи.

При цьому необхідно приймати до уваги, що функціонування СЕС має низку особливостей, основними з яких є достатньо вузький проміжок часу протягом доби, коли вони здатні генерувати електроенергію, погана прогнозованість їх робочої потужності на короткострокову перспективу, а

також значні коливання обсягу виробництва електричної енергії у різні періоди внаслідок впливу метеорологічних умов.

Для забезпечення необхідного обсягу виробництва електроенергії з використанням ВДЕ на рівні 2029 року для виконання положень НЕС, а саме виробництво 18 млрд кВт·год нарівні 2030 року, цілком достатньо щоб середньорічна потужність ВЕС складала біля 3 ГВт, а потужність СЕС — 6.2 ГВт. В той же час на сьогодні технічних умов на приєднання ВДЕ видано на загальну потужність більшу ніж 10 ГВт, а темпи впровадження потужностей СЕС постійно зростають. На початок 2020 року очікувалось, що потужність СЕС може сягнути до 3 ГВт, а потужність ВЕС до 1 ГВт.

До того ж в період до 2022 року існує значна ймовірність збереження високих темпів впровадження потужностей на ВЕС та СЕС з потужністю ВЕС більше 5 МВт та СЕС більше 1 МВт, що зумовлено тим, що власники таких проектів їх будівництва зможуть отримувати право на «зелений» тариф оминаючи необхідність участі в аукціонах, які для них запроваджуються Законом України 2712-VII від 25.04.2019р. «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії».[5] З урахуванням означеного, на рисунку 1.5 наведено сценарій розвитку ВЕС та СЕС, який забезпечує досягнення показників НЕС при прискореному розвитку ВЕС з потужністю більше 5 МВт та СЕС з потужністю більше 1 МВт, які планують в період до 2022 року отримати «зелені» тарифи, не приймаючи участь в аукціонах. Ймовірне виробництво електроенергії на біомасі та біогазі, а також на ГЕС, що працюють за «зеленим» тарифом, на рівні 2029 року повинно бути близько 1 млрд кВт для виконання цільових показників НЕС.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Встановлена потужність ВЕС на початок року, МВт	2 300	2 600	2 700	2 800	2 900	3 000	3 100	3 200	3 300	3 400
Встановлена потужність ВЕС на кінець року, МВт	2 600	2 700	2 800	2 900	3 000	3 100	3 200	3 300	3 400	3 500
Середньорічна потужність ВЕС, МВт	2 450	2 650	2 750	2 850	2 950	3 050	3 150	3 250	3 350	3 450
КВВП ВЕС, відносні одиниці	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
Виробництво на ВЕС, млрд кВт·год	7.73	8.36	8.67	8.99	9.30	9.62	9.93	10.25	10.56	10.88
Встановлена потужність СЕС на початок року, МВт	5 600	6 000	6 050	6 100	6 150	6 200	6 250	6 300	6 350	6 400
Встановлена потужність СЕС на кінець року, МВт	6 000	6 050	6 100	6 150	6 200	6 250	6 300	6 350	6 400	6 450
Середньорічна потужність СЕС, МВт	5 800	6 025	6 075	6 125	6 175	6 225	6 275	6 325	6 375	6 425
КВВП СЕС, відносні одиниці	0.13	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Виробництво на СЕС, млрд кВт·год	6.61	7.39	7.45	7.51	7.57	7.63	7.70	7.76	7.82	7.88
Виробництво на ВЕС та СЕС разом, млрд кВт·год	14.33	15.75	16.12	16.50	16.88	17.25	17.63	18.01	18.38	18.76

Рис.1.5 - Виробництво СЕС і ВЕС

З 2015 року по 2018 рік потужність об'єктів відновлюваної електроенергетики (без урахування тимчасово окупованої території АР Крим), яким встановлено «зелений» тариф, збільшилась на 1 307 МВт (з 967 МВт до 2 274 МВт), з них введено в експлуатацію:

- у 2015 р. – 32 МВт;
- у 2016 р. у 4 рази більше – 136 МВт;
- у 2017 р. у 2 рази більше – 291 МВт;
- у 2018 р. у 3 рази більше ніж за 2017 рік – 848 МВт.

У будівництво 1 307 МВт потужностей об'єктів відновлюваної електроенергетики інвестовано близько 1,2 млрд євро.

Станом на 01.01.2019 року в Україні працює 8029 (579 промислових та 7 450 СЕС домогосподарств) об'єктів відновлюваної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф, загальною потужністю 2 274 МВт, з них 358 СЕС загальною потужністю 1 388 МВт. На кінець 2018 року загальна кількість сонячних станцій приватних домогосподарств, яким встановлено «зелений» тариф, складає 7 450 станцій, загальною встановленою потужністю 157 МВт. За 12 місяців 2018 року 4 440 домогосподарств встановило сонячні електростанції, що 2,3 рази більше ніж за 2017 рік - 1901 домогосподарство. Потужність встановлених за 2018 рік станцій склала 106 МВт, що у 3 рази більше ніж введених у 2017 році - 34,6 МВт.

1.2. Особливості покриття попиту споживачів на електричну потужність в ОЕС України

Підтримання необхідного балансу виробництва та використання електричної потужності в ОЕС України зараз забезпечують спільно енергоблоки теплових електростанцій і гідроелектростанцій, що призводить до суттєвого ускладнення режимами роботи та функціонування ОЕС України [6]. При цьому маневрені можливості енергоблоків ГЕС використовуються головним чином у періоди ранкового та вечірнього максимумів навантаження енергосистеми. Тому найбільші ускладнення в управлінні режимами виробництва електроенергії в ОЕС виникають у період нічного провалу її навантаження [7]. Найбільш відчутними ці ускладнення є влітку, особливо у вихідні дні, коли попит споживачів на електричну потужність незначно перевищує базову (майже нерегульовану) потужність працюючих енергоблоків АЕС.

Проблема полягає в тому, що у такій ситуації для енергосистеми стає вкрай складною можливість навіть відносно невеликих коливань попиту споживачів на електричну потужність. При цьому у разі зниження попиту на потужність може виникнути необхідність оперативного зупинення одного з енергоблоків АЕС, що не тільки є небажаним із економічних міркувань, але й є неможливим із технічних причин, а також із точки зору безпеки роботи АЕС [8]. У разі ж короткочасного збільшення попиту на потужність може стати необхідним відключення частини споживачів або обмеження їх електроспоживання, оскільки енергоблоки ТЕС, що знаходяться у резерві, технічно неможливо достатньо швидко вивести на робочий режим. Для цього, як правило, необхідно не менше 1–2 годин. Прикладом цього небажаного процесу можуть слугувати так звані «віялові» відключення електроенергії, що мали місце деякий період часу тому.

Очевидно, що обмеження попиту споживачів на електроенергію призводить до зменшення її генерації на електростанціях, тобто до зниження

коефіцієнту використання встановленої потужності наявного парку генеруючого обладнання. Таким чином вимушені відключення споживачів або обмеження їх попиту на електроенергію спричиняють виникнення значних економічних збитків і соціальних проблем не тільки у самих споживачів, але також і в енергетичній галузі [9]. Зокрема, мова йде про проблеми працевлаштування персоналу зупинених енергоблоків, їх вимушеного простою, відшкодування додаткових витрат на періодичне консервування та наступне розконсервування виведених із роботи енергоблоків, тощо.

При цьому в результаті примусових відключень споживачів менш ефективно будуть використовуватись не тільки енергоблоки ТЕС, але й АЕС, оскільки цілком природним є те, що при обмеженні попиту споживачів на потужність у нічний період може виникнути необхідність планового виключення з графіка покриття електричного навантаження енергосистеми також й енергоблоків АЕС. А це, у свою чергу, може призвести до появи ще більш значних економічних збитків і соціальних проблем, ніж на ТЕС, не кажучи вже про можливість виникнення проблем, пов'язаних із безпекою експлуатації АЕС.

Як було зазначено, покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в ОЕС України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків теплоелектростанцій. При цьому зараз для забезпечення нормального проходження нічного мінімуму електричного навантаження в енергосистемі щодобово на 5–6 годин виводяться у холодний резерв (повністю зупиняються) до 9–16 енергоблоків ТЕС із подальшим їх «підйомом» на денний період [2,6]. Окрім того, для забезпечення проходження вечірнього максимуму навантаження енергосистеми щодобово на 3–4 години вмикаються в роботу ще до 8–9 енергоблоків ТЕС, в залежності від навантажень системи.

Повністю виключити хоча б частину теплових енергоблоків із добового графіка покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення щодобових їх пусків–зупинень є неможливим, оскільки без їх участі неможна забезпечити покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність у денний час, зокрема, й у періоди максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС найчастіше залишаються єдиним засобом регулювання режимів виробництва електроенергії у нічний період.[10] Крім того, у разі виведення з роботи достатньо великої кількості теплових енергоблоків виникає ще одна проблема. Значна частина генеруючих потужностей виявляється сконцентрованою у західних регіонах України, та за існуючої пропускної здатності електричних мереж передати потрібну кількість електроенергії до східних регіонів практично неможливо.

Очевидно, що вимушене використання енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми пов'язано зі значними додатковими витратами на щодобові їх пуски, а також безпосередньо на виробництво електроенергії цими енергоблоками [11]. Крім того, такий режим роботи не передбачено конструкцією теплових енергоблоків, що призводить до підвищеної зношеності обладнання, зниження надійності його роботи, а також до збільшення витрат на планові та післяаварійні ремонти таких енергоблоків [6].

Необхідно зазначити також, що енергоблоки ТЕС, задіяні для регулювання робочої потужності енергосистеми, здебільшого, працюють у неефективних із енергетичної точки зору режимах, особливо у нічний період. При цьому на таких енергоблоках суттєво підвищується питома витрата палива. Зростає також вартість палива, що використовується при роботі теплових енергоблоків зі змінним навантаженням, так як періодично є необхідною так зване паливне «підсвічування», яке полягає у додаванні певної кількості природного газу чи мазуту до основного палива (вугілля) для полегшення його запалювання та забезпечення стійкого горіння.

Всі зазначені недоліки вимушеного використання енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей негативно відбиваються на економічності функціонування ОЕС України, та є однією з причин підвищення оптових цін і роздрібних тарифів на електроенергію.

Крім того, у зв'язку з використанням значних потужностей енергоблоків АЕС у графіку покриття навантаження енергосистеми, навіть у робочі дні, коли попит споживачів на електроенергію підвищується, ТЕС, задіяні для покриття нерівномірного навантаження, здебільшого, працюють мінімальним складом енергоблоків, а у вихідні дні – навіть менше мінімального складу. При тому, що на будь-якій ТЕС для збереження її «живучості» мають знаходитись у роботі як мінімум два корпуси. Це необхідно для того, щоб у випадку аварійної зупинки одного з працюючих енергоблоків забезпечити можливість його повторного пуску або пуску інших енергоблоків станції[11]. Невиконання цієї вимоги може призвести до повного зупинення станції, після чого для пуску хоча б одного з її енергоблоків буде потрібно значний час, який вимірюється вже не годинами, а днями. У будь-якому разі, використання такої станції для покриття графіка електричного навантаження енергосистеми стане неможливим протягом достатньо тривалого часу. Тим самим здатність ОЕС оперативно підтримувати баланс електричної потужності, що генерується та споживається, зменшиться ще більше.

Таким чином, не дивлячись на наявність в ОЕС України значного потенціалу не завантажених генеруючих потужностей, надійне й якісне забезпечення попиту споживачів на електроенергію стає все більш складним завданням для енергетичної галузі.

1.3 Негативний вплив некерованого використання сонячних електростанцій на режими роботи енергоблоків ТЕС ГК

Необхідність покриття нерівномірного навантаження неминуче пов'язана зі зниженням надійності та економічності функціонування енергосистеми, основною причиною чого є те, що в ОЕС України існує значний дефіцит маневрених генеруючих потужностей, тобто енергоблоків, які здатні швидко виходити на робочий режим з гарячого або з холодного резерву, а також у широкому діапазоні змінювати величину своєї електричної потужності.

На сьогоднішній день підтримання необхідного балансу виробництва і споживання електричної потужності в об'єднаній енергосистемі України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків теплових електростанцій генеруючих компаній (ТЕС ГК), а також шляхом зміни кількості цих енергоблоків, які знаходяться в роботі протягом доби.

Повністю виключити хоча б частину теплових енергоблоків з добового графіка покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення щодобових їх пусків-зупинок є неможливим, оскільки без їхньої участі неможна забезпечити покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність у денний час, зокрема, і у періоди максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС найчастіше залишаються єдиним засобом регулювання режимів виробництва електроенергії у нічний період [12].

Очевидним є, що у разі появи в об'єднаній енергетичній системі надлишку нерегульованої електричної потужності, яка генеруватиметься сонячними електростанціями, при незмінному попиті на потужність з боку споживачів потреба у виробництві електроенергії тепловими енергоблоками зменшуватиметься, у зв'язку з чим виникне необхідність у денний період зменшувати робочу потужність енергоблоків ТЕС або навіть виводити в

резерв їх частину. Зрозуміло, що це спричинить збільшення нерівномірності навантаження енергоблоків ТЕС ГК, суттєво погіршить режими їх роботи, що у свою чергу, неминуче призведе до появи значних додаткових витрат на виробництво електроенергії цими енергоблоками.[6]

Враховуючи ці особливості, можна стверджувати, що безконтрольне (некероване) використання сонячних електростанцій поступово все більш загострюватиме одну з найбільших відчутних проблем об'єднаної енергетичної системи – нерівномірність добових графіків навантаження традиційної генерації, зокрема теплових електростанцій (ТЕС), що у поєднанні з дефіцитом маневрених генеруючих потужностей в енергосистемі неминуче призведе до зниження надійності та економічності її функціонування.

Є очевидним, що збільшення нерівномірності електричного навантаження енергоблоків ТЕС неминуче пов'язане з появою значних додаткових витрат на виробництво електроенергії, що негативно позначиться на економічності функціонування об'єднаної енергетичної системи в цілому, та стане ще однією вагомою причиною підвищення оптових цін та роздрібних тарифів на електричну енергію.

Зараз загальна встановлена потужність об'єктів сонячної енергетики в Україні уже є значною, і стрімко зростає, і тому слід очікувати, що негативний вплив сонячної генерації на режими роботи енергосистеми в цілому ставатиме все більш помітним.

Необхідно запропонувати методичні основи оцінки додаткових витрат на виробництво електроенергії, що виникають при нерегульованому використанні СЕС. Розрахувавши додаткові витрати, буде зрозумілий масштаб проблеми та сума коштів, яка може бути задіяна в механізмі управління генерацією СЕС. Як зазначалось вище, стимулювання генерації СЕС в Україні відбувається з використанням «зеленого» тарифу. За генерацію в ОЕС України власник електростанції отримує кошти. На даний час, цей тариф досить високий, значно вище ніж вартість традиційної енергії.

Виплати по зеленому тарифу закладені в вартість електроенергії, тому, відмовившись від нього, і перейшовши на інший механізм стимулювання, вартість електроенергії знизиться. Однак, при цьому постає проблема фінансової допомоги та виплат власникам СЕС.

1.4. Вітчизняний та європейський досвід управління розвитком та використанням сонячної генерації

Першою та найбільш популярною системою підтримки виробників з ВДЕ став «зелений» тариф. У Німеччині таку систему вперше запропонували в 1990 році, в Швейцарії – у 1991, в Італії – у 1992. Далі були Данія, Іспанія, Греція, Швеція, Португалія та інші країни.

«Зелений» тариф (feed-in tariff) – це система, за якої виробники отримують фіксовану плату за генеровану електроенергію і яка не залежить від ринкової ціни. Такий підхід має кілька переваг: на практиці він показав високу ефективність та низькі ризики для виробників. Тому став вкрай популярним на початку розвитку галузі ВДЕ. Разом з тим, фіксований «зелений» тариф не реагує на зміни у ціні виробництва: це часто призводить до неефективного використання коштів, а також погано поєднується з принципами вільного ринку. Тому на зміну такому тарифу поступово приходять система надбавок (feed-in premium). Вона передбачає, що виробники продають електроенергію на ринку та отримують додаткову плату за генерацію з ВДЕ. Надбавка може бути фіксованою або визначатися як різниця між ринковою ціною та «зеленим» тарифом для конкретного виду генерації.

Така система все ще дозволяє зменшити фінансові ризики для виробників, однак передбачає їх вихід на конкурентний ринок електроенергії та не допускає не передбачувано високих прибутків у цій сфері. Якщо у 2015 році лише шість країн ЄС запровадили систему надбавок, у 2017 їх було вже 16. Серед них – Німеччина, Франція, Великобританія та Польща. Крім того, у багатьох країнах почали запроваджувати «зелені» аукціони або тендери. Якщо раніше розмір підтримки був адміністративно встановленим, тепер він визначається за принципами конкурентності та економічної доцільності.

Досвід Німеччини, Нідерландів, Данії та інших країн показує, що аукціони стимулюють виробників прагнути до економічно-ефективного виробництва і розкривати реальну вартість генерації з ВДЕ, що в результаті знижує ціну на електроенергію. Крім того, аукціони забезпечують прозорий, зручний для виробників механізм підтримки та мають убезпечити їх від, наприклад, ретроспективного зниження тарифу. Варто зазначити, що «зелений» тариф та система надбавок досі, як правило, співіснують разом. Варіант підтримки виробника залежить від виду генерації та розмірів станції. Надбавки та аукціони розраховані більшою мірою на великих виробників, тоді як невеликі станції досі можуть користуватися фіксованим тарифом. У Хорватії, приміром, він продовжує діяти для станцій потужністю менш ніж 30 КВт, у Німеччині – менш ніж 100 КВт, а у Франції – менш ніж 500 КВт. Хоча «зелений» тариф та система надбавок залишаються найбільш поширеними в ЄС, окремі країни запроваджують також додаткові варіанти підтримки виробників з ВДЕ. Наприклад, на 2017 рік у п'яти країнах діяли програми інвестиційних грантів. Приміром, в Австрії та Фінляндії їх можна було отримати на спорудження сонячної або гідроелектростанції, а в Іспанії – для будь-якого виду ВДЕ.

Ще один варіант – «зелені» сертифікати. Виробники отримують їх за генеровану з ВДЕ енергію та продають підприємствам, які зобов'язані дотримуватися певних квотних зобов'язань на використання «зеленої» енергії або викидів в атмосферу. Продаж таких сертифікатів забезпечує додатковий дохід поруч з продажем електроенергії на ринку. Перевагою підходу є відповідність ринковим механізмам, а недоліком – уніфікований підхід до усіх видів генерації, в результаті якого перевагу отримують найбільш рентабельні варіанти. Така система працює у Бельгії, Ірландії, Норвегії, Румунії та Швеції.

Преференції для «зелених» в електромережі – це також одна з форм підтримки. Вони можуть мати кілька варіантів, зокрема, гарантоване та

пріоритетне під'єднання до мережі нових ВДЕ потужностей або пріоритет на передачу, за якого оператор мереж має забезпечити надходження усієї виробленої з ВДЕ електроенергії в мережу. Подібні преференції діють у більш ніж половині країн ЄС. Частина країн зобов'язується виплачувати компенсації виробникам, коли генерацію з ВДЕ обмежують в мережі.

Крім того, країни запроваджують податкові пільги, програми з кредитування та інвестиційні програми, які стосуються невеликих електростанцій, які виробляють електроенергію для власного споживання. У Швеції, приміром, від оподаткування звільняється до 30 МВт на рік, якщо вони вироблені для власних потреб. А у Чехії – вся електроенергія, яку споживає сам виробник. У Франції від податку на землю можуть звільнитися невеликі станції на метані сільськогосподарського походження. А в Італії урядова підтримка полягає в компенсації 50% інвестиційної вартості (до 96 тисяч євро) для сонячних електростанцій, які встановлюють на будівлях під час їхньої реновації.

Крім, власне, прямої підтримки «зеленої» енергетики, країни Європейського Союзу стимулюють перехід до широкого застосування ВДЕ, накладаючи обмеження та додаткові збори на традиційні види генерації. Зокрема, у ЄС діють екологічні податки, які в 2017 році принесли 369 млрд євро або 6% від загального обсягу податкових надходжень. Понад 75% з них сплатив саме енергетичний сектор.

У 2020 році європейські країни обговорюють також можливість запровадити податок на «брудну» електроенергію, яка імпортується з сусідніх країн, в тому числі з України.

Вперше «зелені» тарифи були впроваджені в Україні 25 вересня 2008 року Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо встановлення «зеленого» тарифу» №601-VI (Закон №601-VI). Цим законом вносилися зміни до Закону України «Про електроенергетику». Цікаво, що

спочатку за Законом №601-VI «зелені» тарифи впроваджувалися на наступних умовах:

- Можливість реалізації електроенергії за «зеленим» тарифом за прямими договорами зі споживачами. При цьому споживачу у такому разі повинен був видаватися документ, що підтверджує закупівлю електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії («ВДЕ»);

- Величина «зеленого» тарифу встановлювалася щорічно для кожного суб'єкта господарювання на рівні подвоєного середньозваженого тарифу на електричну енергію, яка закуповується в енергогенеруючих компаній, що працюють на оптовому ринку електричної енергії України за ціновими заявками, за рік, що передує року встановлення тарифу; «Зелений» тариф встановлювався для кожного виробника ВДЕ протягом 10 років дати його встановлення.

Перші положення законодавства щодо «зелених» тарифів зараз суттєво відрізняються від поточних умов. У той час, як у країнах ЄС активно впроваджуються корпоративні договори купівлі електроенергії з ВДЕ з промисловими споживачами, в Україні можливість реалізації електроенергії ВДЕ за прямими договорами зі споживачами не отримала практичного втілення. При цьому перегляд «зелених» тарифів, розміри «зелених» тарифів та їхня дія суттєво змінилися за останні десять років.

«Зелені» тарифи за технологіями та з фіксацією в євро були впроваджені Законом України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії» №1220-VI від 1 квітня 2009 року. Цим же законом передбачене встановлення «зелених» тарифів до 1 січня 2030 року. Дуже важливим є також той факт, що «зелені» тарифи встановлювалися Законом №1220-VI виключно за умови використання значної долі питомої ваги сировини, матеріалів, основних фондів, робіт та послуг українського

походження. Таким чином «зелені» тарифи планувалося направляти на розвиток промисловості та економіки України.

Протягом всього строку дії «зелених» тарифів питання зміни розмірів «зелених» тарифів піднімалося неодноразово. Так, у вересні 2014 року НКРЕКП зупинило перегляд «зелених» тарифів, в лютому та березні 2015 року знижувало «зелені» тарифи виробникам ВДЕ. Проте ці зниження не були передбачені в Законі «Про електроенергетику» та були оскаржені в судах виробниками ВДЕ. До кінця 2015 року виробники ВДЕ отримали компенсацію за безпідставний не перегляд та зниження тарифів. Ця ситуація також призвела до зміни порядку перегляду «зелених» тарифів та часткового зниження тарифів для майбутніх проектів. Зокрема, був прийнятий Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії» від 4 червня 2014 року № 514-VIII.

1.5. Висновки

1. Енергетична галузь України має низку складних проблем, які пов'язані з втратою потужностей в зв'язку з бойовими діями, зростанням вартості паливно – енергетичних ресурсів, зношеністю обладнання та генеруючих потужностей.

2. В зв'язку з цим, а також з все більш помітною проблемою некерованої генерації сонячних електростанцій погіршуються і без того складні режими роботи ТЕС ГК, що призводить до їх неефективної роботи. Все більше загострюються проблема нерівномірності графіків споживання електричної енергії.

3. Необхідно запропонувати механізм управління генерацією сонячних електростанцій, що дозволить імплементувати об'єкти сонячної генерації в об'єднану енергетичну систему України без використання «зеленого» тарифу. Необхідність роботи без такого тарифу зумовлена особливостями роботи механізму, та його впровадженням в ОЕС.

2. МЕХАНІЗМ АДРЕСНОГО УПРАВЛІННЯ СОНЯЧНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

2.1 Загальна ідея створення механізму адресного управління режимами сонячної генерації

Як було сказано вище, генерація електроенергії в ОЕС України протягом доби є нерівномірною, що пояснюється нерівномірністю попиту на потужність.

Бажане зниження додаткових витрат, пов'язаних з нерегульованим використанням СЕС, підвищення надійності й економічності функціонування енергосистеми, забезпечення потрібної якості електроенергії у значній мірі можуть бути досягнуті шляхом ефективного та цілеспрямованого управління генерацією електроенергії сонячними електростанціями чи, інакше кажучи, шляхом управління робочою потужністю СЕС в енергосистемі.

В якості «інструменту» для залучення власників СЕС до управління робочою потужністю СЕС (далі Проект) пропонується встановлення та використання при розрахунках між продавцями та покупцями електроенергії плати за так званий профіль електричної потужності, тобто за визначену конфігурацію добових графіків генерації СЕС. [11]

Принципова особливість використання запропонованої плати полягає в тому, що вона буде здійснюватися покупцями електроенергії її продавцям цілеспрямовано, адресно, в залежності від форми добових графіків генерації СЕС, які прийматимуть участь в Проекті.

Встановлення такої плати покладе початок формуванню ринку послуг, які власники СЕС будуть цілеспрямовано надавати відповідним операторам системи розподілу, а тим самим, і ОЕС України у вирішенні задачі ефективного (контрольованого) інтегрування в ОЕС України генерації сонячної енергетики. Дана послуга полягає у тому, що окремі власники беруть на себе зобов'язання сформувати й у подальшому підтримувати

певну, заздалегідь погоджену конфігурацію добових графіків генерації та віддачі електроенергії в ОЕС.

Звісно, на цьому ринку мають бути встановлено й узгоджено з НКРЕКП певні правила розподілу економії коштів, які отримано в результаті контрольованої генерації СЕС, між всіма суб'єктами: операторами системи розподілу та СЕС.

Однією з головних переваг запропонованого механізму адресного управління генерацією СЕС є те, що він може бути використаний без значних змін діючих документів у даній сфері. А це, у свою чергу, дає можливість зменшити кількість потрібних погоджень і максимально скоротити час, необхідний для апробації та впровадження такого механізму.[12]

Значною перевагою запропонованого механізму управління генерацією СЕС є також те, що економічне стимулювання участі виробників електроенергії СЕС передбачається здійснювати тільки по відношенню до тих учасників енергоринку, які заздалегідь заявили про свій намір і реально виконали поставлені плани з підтримання погодженої конфігурації графіків виробництва електричної енергії.

Дана обставина дає змогу зробити економічну вигоду кожного з таких учасників Проекту набагато більшою, ніж у випадку розділення загальної економії витрат енергосистеми на всіх учасників шляхом простого зниження «зеленого тарифу» (що досить важко реалізувати, враховуючи підтримку на законодавчому рівні), не залежно від внеску тих чи інших учасників у досягнення цієї економії.

2.2. Алгоритм функціонування механізму управління робочою потужністю СЕС

Перш за все, необхідно зазначити, що участь операторів системи розподілу і виробників у подальшому Проекті з використанням плати за профіль їх генерації електроенергії є добровільною і фіксується у відповідних договорах, які діятимуть тільки у рамках даного Проекту [13].

До участі у Проекті подальшого контрольованого виробництва електроенергії СЕС з використанням запропонованого механізму адресного управління генерацією сонячних електростанцій можуть бути залучені всі бажаючі власники СЕС, будь якої встановленої потужності.

Оператори системи розподілу та СЕС, що бажають прийняти участь у Проекті, мають:

- заключити відповідний договір (оператори системи розподілу – з оптовим постачальником електроенергії (енергоринком), а власники СЕС – з відповідними операторами системи розподілу);

- встановити чи мати сучасні прилади комерційного обліку виробництва електроенергії (придбання й установка відповідних приладів обліку може здійснюватись як за рахунок самих виробників, так і за рахунок операторів системи розподілу; можливі також інші джерела фінансування(програма кредитування, тощо));

надати добові графіки до їх участі у Проекті (виробники – типові графіки генерації).

Функціонування механізму управління робочою потужністю СЕС можна розділити на три етапи: підготовчий, етап планування та етап остаточних розрахунків [14].

2.2.1. Підготовчий етап

Пропонується наступний алгоритм створення та функціонування Проекту.

1. Для здійснення Проекту створюється певна «Група впровадження Проекту»
2. Ця група веде попередні «переговори» з операторами системи розподілу (надає інформацію щодо Проекту, пропонує прийняти участь у ньому, пояснює функції оператора тощо)
3. Кожен Оператор системи розподілу, який виявляє бажання прийняти участь у Проекті, веде «переговори» з власниками СЕС, які приєднано до його мереж (надає інформацію щодо Проекту, пропонує прийняти участь у ньому, пояснює дії окремої СЕС тощо)
4. Власники СЕС, які вирішили приймати участь у Проекті, надають «своєму» Оператору фактичні (або типові) добові графіки генерування електроенергії на своїх станціях.
5. Кожен Оператор формує сумарний (спільний) характерний (або типовий) графік генерування електроенергії всіма «своїми» СЕС, які приймають участь у Проекті.
6. Всі Оператори передають сформовані сумарні графіки генерації на рівень ОЕС (напевно, Групі впровадження Проекту).
7. На рівні ОЕС (можливо, не потрібно взагалі згадувати про енергоринок чи якісь його сегменти) визначають «оптимальні» сумарні графіки генерації для кожного з Операторів (в лапках тому, що це не найкращі графіки для кожного з Операторів, а такі, які разом дозволяють досягти найкращого, оптимального графіка роботи ТЕС). А також оцінюють розмір очікуваної економії додаткових витрат ТЕС, визначають коефіцієнти участі Операторів у формуванні оптимального графіка роботи ТЕС і «розподіляють» цю економію між Операторами.

8. Кожен Оператор на основі побудованого для нього «оптимального» сумарного графіка визначає «оптимальні» графіки генерування електроенергії для кожної з «його» СЕС, які приймають участь у проєкті, визначає коефіцієнти участі кожної СЕС у формуванні його «оптимального» сумарного графіка і «розподіляє» очікувану економію між відповідними СЕС. А також формує «меню» проміжних профілів генерації, які можуть обирати СЕС, і оцінює очікуваний розмір винагороди за підтримання кожного з проміжних профілів генерації.

9. Кожен власник СЕС вибирає найбільш прийнятний для нього (плановий) профіль генерування електроенергії (і, відповідно, очікуваний розмір винагороди) і повідомляє «свого» Оператора про зроблений ним вибір.

10. Кожен Оператор на основі вибраних власниками СЕС профілів будує сумарний плановий графік генерування електроенергії всіма «своїми» СЕС і надсилає його на рівень ОЕС (Групі впровадження Проєкту).

11. На рівні ОЕС оцінюють розмір планової економії додаткових витрат ТЕС, визначають планові коефіцієнти участі Операторів у формуванні планового графіка роботи ТЕС і «розподіляють» цю економію між Операторами.

12. Кожен Оператор визначає планові коефіцієнти участі кожної СЕС у формуванні його планового сумарного графіка генерації і «розподіляє» очікувану економію між відповідними СЕС.

13. Після завершення відповідного планового періоду кожна СЕС, яка приймає участь у Проєкті, відправляє свої фактичні характерні графіки генерування електроенергії « своєму » Оператору.

14. Кожен Оператор на основі фактичних графіків генерації «своїх» СЕС будує сумарний фактичний графік генерування електроенергії всіма «своїми» СЕС і надсилає його на рівень ОЕС (Групі впровадження Проєкту).

15. На рівні ОЕС визначають розмір фактичної економії додаткових витрат ТЕС, розраховують фактичні коефіцієнти участі Операторів у

формуванні фактичного графіка роботи ТЕС і розподіляють цю економію між Операторами.

16. Кожен Оператор визначає фактичні коефіцієнти участі кожної СЕС у формуванні його фактичного сумарного графіка генерації і розподіляє одержану економію витрат між відповідними СЕС.

Рівень оптового постачальника електроенергії (енергоринку). Дії, виконання яких є необхідними на цьому етапі, можуть бути розпочаті після того, як оператори системи розподілу, що бажають прийняти участь у Проекті, заключили відповідні договори з оптовим постачальником електроенергії (енергоринком).

Для кожного з операторів системи розподілу (роздрібних постачальників електроенергії, далі - постачальників), які погодились прийняти участь у Проекті, а також для ОЕС у цілому визначаються оптимальні добові графіки генерації електроенергії ТЕЦ та СЕС.

У результаті виконання відповідних розрахунків має бути визначено:

- «оптимальні» графіки генерації окремо для кожного оператора системи розподілу (з урахуванням їх взаємодії зі всіма іншими операторами, що приймають участь у Проекті);
- «оптимальний» графік спільної генерації електроенергії всіма учасниками Проекту;

Виходячи з графіків генерації, визначених для учасників Проекту, окремо для кожного з них розраховується певний кількісний показник, що характеризує ступінь її участі у формуванні «оптимального» графіка спільної генерації всієї групи учасників Проекту. Такий показник скорочено може бути названий *коефіцієнтом участі*. [15]

НКРЕКП погоджує певні правила розподілу очікуваної економії фінансових коштів, що виникає у наслідок функціонування Проекту.

Встановлена на підставі зазначених правил частина загальної очікуваної економії додаткових витрат, пов'язаних з зниженням додаткових витрат ТЕЦ, розподіляється між окремими виробниками електроенергії

(СЕС), що приймають участь у Проекті, пропорційно коефіцієнтам їх участі в формуванні оптимального графіка генерації СЕС. Тобто визначається розмір очікуваної винагороди кожного з учасників Проекту, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримки відповідного «оптимального» добового графіку генерації електроенергії.

Постачальник електроенергії доводить до кожного з учасників Проекту, визначений для нього «оптимальний» графік генерування, а також очікуваний розмір його винагороди за участь у формуванні оптимального добового графіка генерування електроенергії СЕС.

Рівень оператора системи розподілу електроенергії. Дії, виконання яких є необхідним на цьому етапі, можуть бути розпочаті після того, як власники СЕС (окремі чи їх групи), що бажають прийняти участь у Проекті, заключили відповідні договори з відповідним оператором системи розподілу.

На підставі отриманих графіків для кожного учасників проекту, визначаються «оптимальні» добові графіки генерування електроенергії.

При цьому оптимальні графіки учасників Проекту, визначають таку конфігурацію їх добових графіків генерації, при якій досягається максимально можливе наближення добових графіків генерації відповідного оператора системи розподілу до «оптимального» графіку, встановленого для нього на рівні оптового постачальника електроенергії (енергоринку).

Для кожного учасника проекту, формується ряд проміжних графіків його попиту на електричну потужність (так зване «меню» профілів генерації). Кожний графік із запропонованого споживачу «меню» являє собою один із проміжних етапів поступового наближення конфігурації добового графіка генерації до визначеного для цього учасника Проекту «оптимального» графіку виробництва електроенергії. [16]

На підставі «оптимальних» графіків генерації, учасників Проекту, окремо для кожного з них розраховується певний кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача у формуванні «оптимального»

графіка генерування відповідного оператора системи розподілу. Такий показник скорочено може бути названий *коефіцієнтом участі*.

Визначена на рівні оптового постачальника електроенергії (енергоринку) загальна величина очікуваної винагороди, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримання відповідного «оптимального» добового графіка генерації, розподіляється між окремими учасниками Проекту, пропорційно коефіцієнтам їх участі у формуванні «оптимального» графіку генерації даного оператора системи розподілу. Тобто тим самим визначається розмір очікуваної винагороди кожного учасника Проекту, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримання відповідного «оптимального» добового графіку генерації електроенергії.

Для кожного учасника Проекту, виходячи з визначеного для нього розміру очікуваної винагороди, шляхом лінійної інтерполяції розраховується очікувана величина винагороди, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримання того чи іншого проміжного добового графіка. Очевидно, що отримані таким чином очікувані величини винагороди являють собою лише попередню оцінку «вартості» послуги, що полягає у формуванні та підтриманні ним кожного з проміжних графіків його генерації, запропонованих у вигляді відповідного «меню». Така попередня оцінка є певним орієнтиром, призначеним допомогти власникам сонячних електростанцій обрати один із запропонованих їм проміжних графіків генерації, який на відповідний момент часу є для них технічно досяжним й економічно доцільним. [17]

Оператор системи розподілу доводить до кожного учасника Проекту, визначене для нього «меню» профілів електричного генерації, а також очікуваний розмір винагороди за формування та підтримання ним кожного з запропонованих у цьому «меню» проміжних графіків генерації електроенергії.

2.2.2. Етап планування

Рівень оператора системи розподілу електроенергії. На даному етапі кожний учасник Проекту, має вибрати один із проміжних графіків (профілів) генерації, запропонованих йому у вигляді відповідного «меню». Споживач може обрати також деякий «індивідуальний», розроблений ним самим варіант добового графіка генерації електроенергії. При цьому єдина умова прийнятності будь-якого «індивідуального» варіанту графіка генерації полягає у тому, що цей графік має знаходитись у межах запропонованого «меню» проміжних профілів генерації.

Іншими словами, кожний учасник обирає таку конфігурацію генерації, яку він зобов'язується сформувати та підтримувати протягом визначеного періоду часу (наприклад, місяця, квартала, тижня). Конфігурація вибраних учасниками графіків генерації фіксується у договорах, укладених ними з оператором системи розподілу на відповідний період. [18]

Виходячи зі складу учасників Проекту, й обраних ними графіків (профілів) генерації, оператор системи розподілу формує плановий добовий графік генерації ТЕС ГК, який може бути досягнутий і буде підтримуватися ним на протязі відповідного планового періоду (наприклад, місяця).

На підставі графіків генерації, обраних споживачами, що приймають участь у Проекті, окремо для кожного з них розраховується певний кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача у формуванні планового графіка генерації відповідного оператора системи розподілу (плановий коефіцієнт участі). Кожен з операторів системи розподілу, що приймає участь у Проекті, надає оптовому постачальнику електроенергії (енергоринку) сформований ним плановий добовий графік генерації [19]. До кожного споживача, що приймає участь у Проекті, доводиться визначений для нього розмір планової винагороди за формування та підтримання вибраного ним проміжного графіка електричного генерації.

2.2.3. Етап остаточних розрахунків

Після закінчення відповідного планового періоду кожний учасник Проекту, має обрати відповідний план генерації, згідно «меню». Окремо для кожного учасника розраховується певний кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача (фактичний коефіцієнт участі споживача). Отримана таким чином загальна величина фактичної економії додаткових витрат ТЕС ГК розподіляється між окремими учасниками Проекту, пропорційно фактичним коефіцієнтам їх участі у формуванні графіку генерації електроенергії.

2.3. Визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричної потужності СЕС

В результаті здійснення підготовчого етапу функціонування механізму адресного управління електричної потужності СЕС для кожного власника, що бажає прийняти участь в Проекті (чи для групи таких власників), має бути сформовано «меню» запропонованих йому добових графіків (профілів) електричної потужності СЕС.

Першим кроком у формуванні таких меню є визначення «оптимальних» графіків потужності.

Для енергетичної системи найбільш бажаним режимом виробництва і споживання електроенергії протягом доби є робота з ідеально рівним графіком генерації, при якому годинні значення потужності, що споживається, були б рівні її середньодобовій величині. Зокрема, це стосується також графіків генерування електричної енергії тепловими електростанціями (ТЕС). Отже, спочатку необхідно знайти такі значення погодинної генерації електроенергії всіма СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж відповідних операторів системи розподілу, при яких буде досягнуто найбільш рівномірний із можливих добових графіків робочої потужності всіх ТЕС об'єднаної енергосистеми.

Як зазначалось раніше, одним із найбільш очевидних статистичних показників, що характеризують нерівномірність добових графіків робочої потужності будь-яких електростанцій, є дисперсія погодинних величин їх потужності. Таким чином, визначення потрібних сумарних графіків генерації всіх СЕС, приєднаних до мереж операторів системи розподілу, що приймають участь у Проекті, можна сформулювати у вигляді відповідної оптимізаційної задачі, цільова функція якої має вигляд:

$$\sum_{j=1}^{24} (P_{ec.j} - P_{ec.сер.})^2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

де $P_{mec.j}$ – можлива величина електричної генерації (робочої потужності) всіх ТЕС об'єднаної енергетичної системи в j -ту годину доби, що визначається на кожному кроці вирішення оптимізаційної задачі;

$P_{mec.cер.}$ – середньодобове значення генерації всіх ТЕС енергосистеми, що знаходяться в роботі.

У свою чергу, можливі значення генерації електроенергії всіма ТЕС енергосистеми, що розраховуються на кожному кроці оптимізації, визначаються:

$$P_{mec.j} = P_{існ.mec.j} + \sum_{i=1}^{N_{опер.}} (P_{нер.сес.іj} - P_{рег.сес.іj}), \quad (2)$$

де $P_{існ.mec.j}$ – робоча потужність всіх ТЕС енергосистеми у j -ту годину доби за існуючим графіком (з урахуванням негативного впливу всіх нерегульованих СЕС, що знаходяться в роботі);

$P_{нер.сес.іj}$ – сумарна нерегульована робоча потужність у j -ту годину доби всіх СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж i -го оператора системи розподілу, який є учасником Проекту;

$P_{рег.сес.іj}$ – сумарна регульована робоча потужність у j -ту годину доби всіх СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж i -го оператора системи розподілу, який є учасником Проекту (визначається на кожному кроці оптимізації);

$N_{опер.}$ – кількість операторів системи розподілу, які є учасниками Проекту.

Отже, під час вирішення даної задачі змінними оптимізації є годинні значення сумарної робочої потужності всіх СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж кожного з операторів системи розподілу, які є учасниками Проекту. При цьому загальна кількість змінних оптимізації ($N_{змін.опт.}$) складає:

$$N_{змін.опт.} = 24N_{опер.} \quad (3)$$

На числові значення кожної зі змінних оптимізації накладаються наступні обмеження:

$$\begin{aligned} P_{сес.рег.ij.min} &\leq P_{сес.рег.ij} \leq P_{сес.рег.ij.max} ; \\ P_{сес.рег.ij} &> 0, \end{aligned} \quad (4)$$

де $P_{рег.сес.i,j.min}$ та $P_{рег.сес.i,j.max}$ – відповідно мінімально та максимально можлива величина сумарної робочої потужності у j -ту годину доби всіх СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж i -го оператора системи розподілу, який є учасником Проекту (визначаються окремо кожним з операторів системи розподілу, що бере участь у Проекті, до початку вирішення оптимізаційної задачі).

Таким чином, визначення оптимальних сумарних графіків генерації електроенергії всіма СЕС, які є учасниками Проекту і підключені до мереж кожного з операторів системи розподілу, що беруть участь у Проекті, являє собою задачу дискретного квадратичного програмування з обмеженнями, для рішення якої можуть бути використані методи прямого пошуку оптимального значення цільової функції n змінних, зокрема, метод покоординатного спуску чи метод Хука-Дживса [20,21].

Погодинні значення генерації електроенергії всіма СЕС, які є учасниками Проекту і підключені до мереж відповідних операторів системи розподілу, знайдені у процесі вирішення розглянутої оптимізаційної задачі з використанням одного з зазначених методів, забезпечують найкращий із можливих результатів вирівнювання добового графіка робочої потужності всіх ТЕС енергосистеми (за умови участі у Проекті тільки цих операторів системи розподілу).

Очевидним є, що цей результат буде досягнуто у тому випадку, якщо у всіх операторів системи розподілу, що беруть участь у Проекті, будуть сформовані та будуть підтримуватись визначені для них «оптимальні» сумарні добові графіки генерації електроенергії всіма СЕС, які є учасниками Проекту. Тому встановлені на рівні ОЕС «оптимальні» графіки генерації

відповідними СЕС мають бути доведені до кожного з операторів системи розподілу, що бере участь у Проекті.

Не менш очевидним є також, що оператори системи розподілу не можуть самостійно формувати та підтримувати свої сумарні графіки електричної генерації СЕС. Ці графіки утворюються в результаті складення графіків генерації відповідних сонячних електростанцій, що приєднані до мереж цих операторів системи розподілу. Тому для досягнення знайденого раніше найбільш рівномірного з можливих добових графіків електричної генерації всіх ТЕС енергосистеми на рівні кожного оператора системи розподілу необхідно визначити «оптимальні» графіки генерації окремо для кожної СЕС, що погодились брати участь у Проекті [22].

З цією метою окремо для кожного з операторів системи розподілу, що бере участь у Проекті, також має бути вирішена оптимізаційна задача, подібна до тієї, що вирішується на рівні ОЕС. Однак вирішення даної задачі на рівні операторів системи розподілу має одну особливість.

Мова йде про те, що у процесі визначення «оптимальних» графіків генерації окремих СЕС необхідно знайти такі значення їх погодинної робочої потужності, при яких буде досягнуто не найбільш рівномірний з можливих сумарних добових графіків генерації всіма СЕС, які є учасниками Проекту і підключені до мереж відповідного оператора системи розподілу, а буде забезпечуватись формування «оптимального» сумарного графіка генерації, встановленого раніше для даного оператора системи розподілу на рівні ОЕС.

У зв'язку з цією особливістю цільова функція оптимізаційної задачі, що вирішується для кожного з операторів системи розподілу, відрізняється від залежності (1) та має вигляд:

$$\sum_{j=1}^{24} (P_{\text{сес.пег.}j} - P_{\text{опт.сес.пег.}j})^2 \rightarrow \min, \quad (5)$$

де $P_{\text{опер.}j}$ – можлива величина електричної генерації в j -ту годину доби всіх СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж відповідного

оператора системи розподілу, який є учасником Проекту (визначається на кожному кроці вирішення оптимізаційної задачі);

$P_{opt.onep.i,j}$ – сумарна робоча потужності у j -ту годину доби всіх СЕС, що приймають участь у Проекті і приєднані до мереж даного оператора системи розподілу, який є учасником Проекту даного (i -го) оператора системи розподілу у відповідності з раніше визначеним для нього на рівні енергосистеми «оптимальним» сумарним добовим графіком генерації.

Таким чином, при вирішенні даної задачі на рівні оператора системи розподілу змінними оптимізації є годинні значення електричного генерації кожного зі учасників, які приєднані до мереж даного оператора системи розподілу та що беруть участь у Проекті. При цьому загальна кількість змінних оптимізації ($N_{змін.опт.}$) для кожного оператора системи розподілу складає:

$$N_{сес.рег.опт} = 24N_{спож}. \quad (7)$$

Як і на рівні ОЕС, при рішенні даної задачі на рівні оператора системи розподілу на числові значення кожної зі змінних оптимізації накладаються наступні обмеження:

$$\begin{aligned} P_{сес.ij.min} \leq P_{сес.ij} \leq P_{сес.ij.max}; \\ P_{сес.ij} > 0, \end{aligned} \quad (8)$$

де $P_{сес.ij.min}$ та $P_{сес.ij.max}$ – відповідно мінімально та максимально можлива величина робочої потужності у j -ту годину доби кожної окремої (i -ї) СЕС, що приймає участь у Проекті і приєднана до мереж даного оператора системи розподілу, який є учасником Проекту (визначаються окремо кожною СЕС, що бере участь у Проекті, до початку вирішення оптимізаційної задачі).

Для вирішення розглянутої оптимізаційної задачі для кожного з операторів системи розподілу, що бере участь у Проекті, можуть бути використані ті ж методи, що й при вирішенні подібної задачі на рівні ОЕС.

Погодинні значення генерації відповідних учасників Проекту, знайдені у процесі рішення розглянутої оптимізаційної задачі на рівні кожного з операторів системи розподілу, забезпечують формування добового графіка електричної генерації, максимально наближеного до «оптимального» графіку, визначеного раніше для даного оператора системи розподілу на рівні енергосистеми.

Очевидним є, що цей результат буде досягнутий у тому випадку, якщо всі СЕС, які приймають участь у Проекті і приєднані до мереж даного оператора системи розподілу, сформуєть і будуть підтримувати визначені для них «оптимальні» добові графіки генерації. Тому встановлені на рівні операторів системи розподілу «оптимальні» графіки генерації мають бути доведені до кожного з учасників Проекту.

«Оптимальні» добові графіки генерації, встановлені відповідним оператором системи розподілу для кожної СЕС, що приєднана до його мереж і приймає участь у Проекті, тією чи іншою мірою є ідеальними. Принаймні, для окремих СЕС – учасників Проекту формування та підтримання «оптимальних» графіків генерації електроенергії, без сумніву, можуть вимагати значних грошових витрат і достатньо тривалого часу.

Проте, для ефективного залучення СЕС до участі у Проекті, кожна з них вже з самого початку має бути не просто потенційно зацікавлена у регулюванні своєї робочої у якійсь віддаленій перспективі. Кожен потенційний учасник Проекту, повинен мати можливість ставити перед собою короткотермінові цілі поступової зміни конфігурації своїх графіків генерації й успішно досягати їх.

Тому для кожного можливого учасника Проекту весь «шлях» від існуючого до «оптимального» графіку його генерації має бути розділено на декілька етапів (черг). При цьому для кожного з етапів необхідно побудувати відповідний проміжний графік генерації електроенергії, досягнення якого є більш реальним, ніж відразу «оптимального» графіка.

Побудова таких проміжних графіків може бути здійснена наступним чином. Перш за все, необхідно визначити різницю значень робочої потужності відповідної СЕС у кожную годину доби між ідеальним («оптимальним») та існуючим її графіком генерації.

$$\Delta P_{\text{ген.}j} = P_{\text{опт.ген.}j} - P_{\text{існ.ген.}j}, \quad (9)$$

де $P_{\text{опт.ген.}j}$ та $P_{\text{існ.ген.}j}$ – величина робочої потужності даної СЕС, в j -ту годину доби згідно її «оптимального» та існуючого графіків генерації.

Отримані з використанням залежності (9) різниці слід розділити на потрібну кількість проміжних графіків генерації ($N_{\text{пром.гр.}}$), визначивши тим самим середню величину ($\Delta P_{\text{ген.сер.}j}$) зміни годинної генерації даної СЕС від кожного попереднього до наступного етапу поступового переходу від існуючого до «оптимального» графіка її робочої потужності:

$$\Delta P_{\text{ген.сер.}j} = \frac{\Delta P_{\text{ген.}j}}{N_{\text{пром.гр.}}}. \quad (10)$$

Додаючи зазначені середні величини зміни годинної генерації електроенергії даною СЕС, що розглядається, до годинних значень генерації, що утворюють її існуючий графік робочої потужності (чи відповідний попередній проміжний графік), можна отримати необхідну кількість проміжних графіків поступового переходу від її існуючого до «оптимального» графіка генерації:

$$P_{\text{ген.пром.}ij} = P_{\text{ген.пром.}(i-1),j} + \Delta P_{\text{ген.сер.}ij}. \quad (11)$$

де $P_{\text{ген.пром.}(i-1),j}$ та $P_{\text{ген.пром.}ij}$ – робоча потужність даної СЕС, що розглядається, в j -ту годину доби відповідно для деякого попереднього $(i-1)$ -го та наступного i -го проміжного графіків.

Отримані таким чином проміжні графіки, можна розглядати як деяке «меню» бажаних для енергосистеми профілів генерації електроенергії, які можуть бути запропоновані для вибору СЕС – учасникам Проекту.

Використовуючи програмне забезпечення, розроблене на кафедрі електропостачання Інституту Енергозбереження і енергоменеджменту КПІ імені Ігоря Сікорського, було визначено та розраховано оптимальні графіки роботи СЕС різних потужностей. Ці графіки, а також їх комбінації дозволяють формувати «меню» профілів, що будуть запропоновані учасникам Проекту.

2.4. Оцінка потенціалу зниження витрат ТЕС в результаті управління робочою потужністю сонячних електростанцій.

В результаті управління робочою потужністю сонячних електростанцій буде відбуватись зниження додаткових витрат ТЕС, пов'язаних з щодобовими пусками-зупинками енергоблоків, зниженням коефіцієнту використання встановленої потужності, витратами на ремонт та модернізацію блоків, та, в довгостроковій перспективі, заміною старих блоків новими. Очевидно, що величина цих витрат буде змінюватись в залежності від кількості нерегульованої(та регульованої) електроенергії, виробленої СЕС.

На час нічного зниження потреби в електроспоживанні в основному зупиняються (виводяться в холодний резерв) енергоблоки ТЕС потужністю 150 та 200 МВт, а також корпуси блоків 300 МВт. Тобто, можна прийняти, що середня потужність енергоблоків ТЕС, які використовуються для регулювання потужності, що генерується в енергосистемі, складає 200 МВт. [23]

Згідно графіків споживання, які виникатимуть внаслідок неконтрольованої генерації СЕС (представлених в розділі 3), може бути визначена загальна потужність енергоблоків ТЕС ($P_{\text{рег.тес}}$), які щодобово необхідно буде зупиняти у денний період і повторно пускати внаслідок неконтрольованого генерування електроенергії сонячними електростанціями, а також середня кількість цих енергоблоків ($N_{\text{рег.тес}}$):

$$N_{\text{рег.тес}} = \frac{P_{\text{рег.тес}}}{200}. \quad (12)$$

Очевидно, що повторні пуски енергоблоків ТЕС пов'язані зі значними додатковими витратами палива для розпалу котлів, причому мова йде про найбільш дороге паливо: природний газ або мазут.

Так, для пуску одного енергоблоку ТЕС з холодного резерву необхідно витратити від 50 до 100 тис. куб. м природного газу (тобто, в середньому 75 тис. куб. м). Отже, при щодобовому повторному виведенні в холодний резерв у денний період відповідної кількості ($N_{\text{рег.тес}}$) енергоблоків ТЕС додаткові річні витрати на паливо для їх пусків ($Z_{\text{п.пуск}}$) можуть бути визначені як:

$$Z_{\text{п.пуск}} = N_{\text{рег.тес}} \cdot 75 \cdot 365 \cdot C_{\text{п.г}}, \quad (13)$$

де $C_{\text{п.г}}$ – ціна природного газу, грн./тис. куб. м.

Ще одна складова додаткових витрат ТЕС ГК, частину енергоблоків яких необхідно задіяти для регулювання робочої потужності енергосистеми у денний період у зв'язку з появою в енергосистемі надлишку нерегульованої електричної потужності, що генеруватиметься сонячними електростанціями, пов'язана зі зниженням енергетичної ефективності цих енергоблоків при їх роботі зі змінним навантаженням.[23] Мова йде про те, що на теплових енергоблоках, що приймають участь в регулюванні графіків покриття навантаження енергосистеми, знижується коефіцієнт використання їх встановленої потужності та відповідно зростає питома витрата палива на виробництво електроенергії.

Кількісну оцінку додаткових витрат теплових електростанцій, пов'язаних зі зниженням енергетичної ефективності їх енергоблоків, що використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей (і, відповідно, потенціалу зниження цих витрат), можна отримати на підставі відповідних статистичних даних. Зокрема, НЕК «Укренерго» в щорічних звітах наводить дані про середні фактичні значення коефіцієнтів використання встановленої потужності (КВВП) енергоблоків ТЕС ГК і середні величини їх питомої витрати умовного палива ($by_{\text{п}}$) [24,26].

Результати аналізу цих показників свідчать, що між ними існує тісна статистична залежність. Отже, для кількісної оцінки додаткових витрат теплових електростанцій, пов'язаних з використанням їх енергоблоків для

регулювання робочої потужності енергосистеми у денний період може бути побудована математично модель залежності між згаданими показниками. В дещо спрощеному вигляді така модель може бути представлена лінійним рівнянням регресії [25]:

$$b_{y,n} = A + B \cdot KBVP, \quad (14)$$

де A та B – параметри (константи) рівняння регресії.

Використовуючи математичну модель (14), можна визначити, як в середньому зміниться питома витрата умовного палива на ТЕС при тій чи іншій зміні середнього KBVP їх енергоблоків. З цією метою на підставі даної залежності необхідно визначити два значення цього показника, що відповідають різним величинам KBVP енергоблоків ТЕС.

Перше із значень питомої витрати палива слід визначати, виходячи з існуючого графіку навантаження ТЕС, енергоблоки яких використовуються як в базовій, так і в регульованій частині графіків навантаження енергосистеми. При цьому для існуючого графіка навантаження необхідно розраховувати середню робочу потужність всіх теплових енергоблоків ($P_{\text{існ.тес}}$), задіяних для виробництва електроенергії.

Загальна встановлена потужність існуючих в Україні теплових енергоблоків складає 28700 МВт [2]. Отже, величина середнього KBVP енергоблоків ТЕС у відсотках для існуючого графіку навантаження енергосистеми дорівнює:

$$KBVP_{\text{існ.}} = \left(\frac{P_{\text{існ.тес}}}{28700} \right) \cdot 100. \quad (15)$$

При цьому середня питома витрата умовного палива тепловими енергоблоками, що використовуються для покриття існуючого графіку навантаження енергосистеми (бу.п.існ.), визначається за допомогою виразу (4) при підстановці в нього відповідного значення середнього KBVP ТЕС ($KBVP_{\text{існ.}}$).

Друге значення питомої витрати умовного палива необхідно розраховувати, припускаючи, що існуючий графік навантаження ТЕС

зміниться тією чи іншою мірою у зв'язку з тим, що частину цих енергоблоків доведеться зупиняти у денний період, внаслідок появи в енергосистемі надлишку нерегульованої електричної потужності, що генеруватиметься сонячними електростанціями. При цьому кількість електроенергії, що вироблятиметься енергоблоками ТЕС, зменшиться, а отже зменшиться середня робоча потужність теплових енергоблоків ($P_{зм.тес}$) і, відповідно, їх середній КВВП (КВВП_{зм.}).

Середня питома витрата умовного палива тепловими енергоблоками, що використовуються для покриття їх зміненого графіку навантаження (бу.п.зм.), також визначається на підставі рівняння регресії (14) при підстановці в нього відповідного значення середнього КВВП ТЕС (КВВП_{зм.}).

Очевидно, що регресійна залежність (14) має певну похибку моделювання. Тобто, індивідуальні значення середньої питомої витрати умовного палива, отримані на підставі цього рівняння регресії, тією чи іншою мірою будуть відрізнятися від фактичних значень цього показника, зафіксованих при тих же значеннях КВВП енергоблоків ТЕС.

Тому для одержання більш точної кількісної оцінки додаткових витрат ТЕС, пов'язаних з енергетично неефективними режимами роботи частини їх енергоблоків, які будуть задіяні для регулювання робочої потужності енергосистеми у зв'язку з появою в енергосистемі надлишку нерегульованої електричної потужності, що генеруватиметься сонячними електростанціями, необхідно виходити з величини відносного зниження середньої питомої витрати умовного палива теплових енергоблоків при відповідній зміні їх добових графіків навантаження:

$$\Delta b_{y.n} = \frac{(b_{y.n.існ} - b_{y.n.зм})}{b_{y.n.існ}} \cdot 100\%. \quad (16)$$

Таким чином, величина зазначених додаткових витрат ТЕС, пов'язаних зі зниженням енергетичної ефективності їх роботи ($\Delta Z_{дод.реж.}$), може бути визначена:

$$\Delta Z_{\text{дод.реж}} = W_{\text{вир.тес}} C_{\text{п.вир}} \Delta b_{\text{у.п}}, \quad (17)$$

де $W_{\text{вир.тес}}$ – кількість електроенергії, виробленої всіма тепловими енергоблоками протягом відповідного періоду (року); $C_{\text{п.вир.}}$ – середня величина паливної складової в собівартості електроенергії, що виробляється на ТЕС, грн. /кВт·год.

Використання енергоблоків теплових електростанцій у якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми не передбачено конструкцією таких енергоблоків, що неминуче приводить до підвищеного зносу устаткування, до зниження надійності його роботи, до підвищеної аварійності і, отже, до збільшення витрат на планові і позапланові ремонти. Додаткові витрати, пов'язані з цим фактором, згідно попередніх розрахунків, можна прийняти як 5% від кількості загальних додаткових витрат. Окрім того, необхідно зазначити, що внаслідок контрольованої генерації СЕС виникає можливість зниження додаткових витрат ТЕС внаслідок вирівнювання графіку їх генерації протягом всієї доби, тобто завдяки можливості зменшення кількості зупинок блоків ТЕС ГК на нічний період і, відповідно, кількості їх щодобових пусків у ранкові години. В магістерській дисертації розглянуто декілька сценаріїв розвитку встановлених (і поки неконтрольованих) потужностей СЕС в ОЕС України. В якості можливих учасників Проекту представлено СЕС різних встановлених потужностей. Проаналізовано їх вплив на генерацію електроенергії блоками ТЕС ГК, та складено графік лінійної регресійної залежності між сумарними величинами можливого скорочення річних витрат енергосистеми на виробництво електроенергії та значеннями середньоквадратичного відхилення СКВ (σ) відповідних графіків навантаження ТЕС, з врахуванням впливу СЕС за різними сценаріями, та графік лінійної регресійної залежності з врахуванням регульованих потужностей СЕС.

2.5. Визначення впливу зміни режимів роботи окремих СЕС на нерівномірність графіків навантаження теплових електростанцій

Для визначення впливу режимів роботи окремих СЕС на нерівномірність графіків навантаження ТЕС ГК необхідно розрахувати оптимальні графіки генерації (див. розділ 3), та, взявши за основу розрахунок графіку лінійної регресійної залежності між сумарними величинами можливого скорочення річних витрат енергосистеми на виробництво електроенергії та значеннями СКВ (σ) відповідних графіків навантаження ТЕС з врахуванням потужностей СЕС, які стали контрольовані. Приклад такого розрахунку показано в розділі 3. Якщо кілька СЕС одночасно почнуть працювати за визначеними для них оптимальними графіками, СКВ графіка ТЕС під впливом сумарних змін графіків цих СЕС зміниться на величину $\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma}$:

$$\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma} = \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{існ.}} - \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma}, \quad (18)$$

де: $\text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{існ.}}$ – СКВ існуючого графіка ТЕС; $\text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma}$ – СКВ оптимального графіка ТЕС (яким він буде за умови, що всі СЕС, які приймають участь у Проекті, будуть працювати за їх оптимальними графіками). Якщо будь-яка одна СЕС почне працювати за визначеним для неї оптимальним графіком, СКВ графіка ТЕС під впливом зміни графіка цієї СЕС зміниться на величину $\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС},i}$:

$$\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС},i} = \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{існ.}} - \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС},i}, \quad (19)$$

де: $\text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{існ.}}$ – СКВ існуючого графіка ТЕС; $\text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС},i}$ – СКВ оптимального графіка ТЕС (яким він буде за умови, що тільки одна (і-та) СЕС, яка приймає участь у Проекті чи Програмі, буде працювати за її оптимальним графіком). Тоді показник $K_i = \Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС},i} / \Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma}$ характеризуватиме частину загального змінення СКВ графіка ТЕС (під впливом змінення графіків всіх СЕС, що приймають участь у Проекті), яка відбувається під впливом змінення графіка генерації тільки однієї (і-ї) СЕС.

2.6. Встановлення розміру адресної винагороди за управління режимами генерації СЕС

Як було вказано вище, винагорода за участь в Проекті з регулювання режимами генерації СЕС буде адресною, тобто буде направлятись виключно учасникам Проекту, а її розмір має визначатися в залежності від внеску тієї чи іншої СЕС у реально досягнутий загальний результат вирівнювання добових графіків генерації ТЕС. Інакше кажучи, сума цієї винагороди має бути пропорційною коефіцієнту впливу кожної окремої СЕС – учасниці Проекту на загальне змінення графіка генерації ТЕС. Спосіб визначення таких коефіцієнтів наведено у підрозділі 2.5.

Є очевидним, що отримані таким чином очікувані величини винагороди являють собою лише попередню оцінку «вартості» послуги учасника Проекту, яка полягає у формуванні та підтриманні кожного з графіків його генерації, запропонованих у вигляді відповідного «меню». Така попередня оцінка є певним орієнтиром, призначеним допомогти учасникам обрати один із запропонованих графіків генерації, який на відповідний момент часу є для них технічно досяжним й економічно доцільним.

Розмір нагороди визначається шляхом інтерполяції між СКВ відповідного графіка потужності, та розміром витрат, які учасник Проекту зумів заощадити своєю участю.

2.7. Висновки

1. В розділі було показано загальну ідею створення механізму адресного управління режимами сонячної генерації, описано його переваги та можливості.

2. Розроблено алгоритм функціонування механізму управління робочою потужністю СЕС, та визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричної потужності СЕС.

3. Було здійснено теоретичну оцінку потенціалу зниження витрат ТЕС в результаті управління робочою потужністю сонячних електростанцій, та визначення впливу зміни режимів роботи окремих СЕС на нерівномірність графіків навантаження теплових електростанцій.

4. Було запропоновано можливість встановлення розміру адресної винагороди за управління режимами генерації СЕС. Таким чином, в розділі описано механізм адресного управління сонячною генерацією.

3. ПРИКЛАД ФУНКЦІОНУВАННЯ МЕХАНІЗМУ АДРЕСНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ СОНЯЧНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

3.1. Приклад визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричної потужності СЕС

В якості учасників Проекту в магістерській дисертації прийнято три СЕС потужністю 100, 500 та 800 МВт. Нерегульовані графіки генерування електроенергії такими СЕС показані на рисунках 3.1, 3.2 та 3.3.

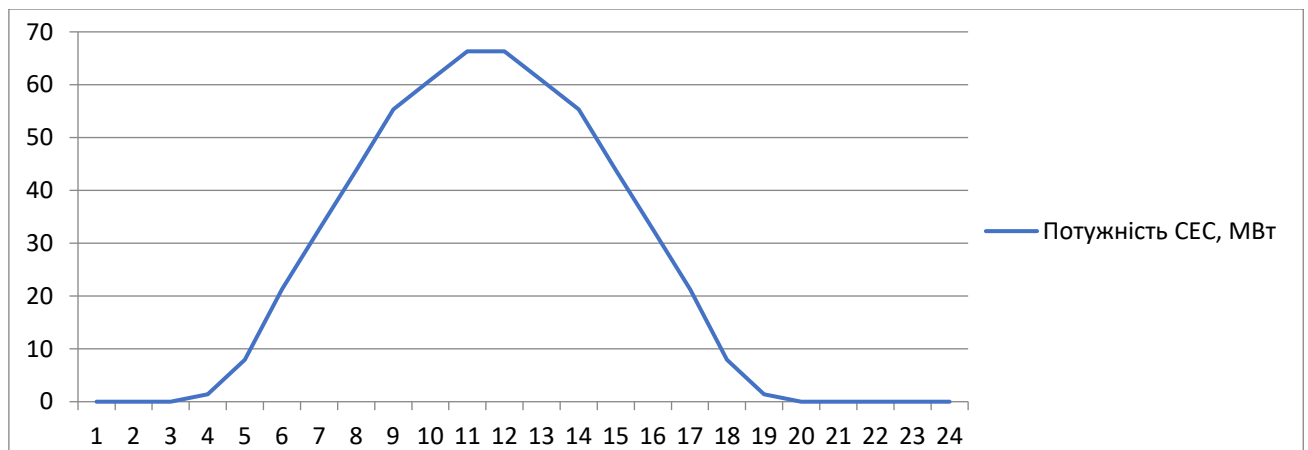


Рис. 3.1 – Нерегульований графік генерації СЕС встановленою потужністю 100 МВт.

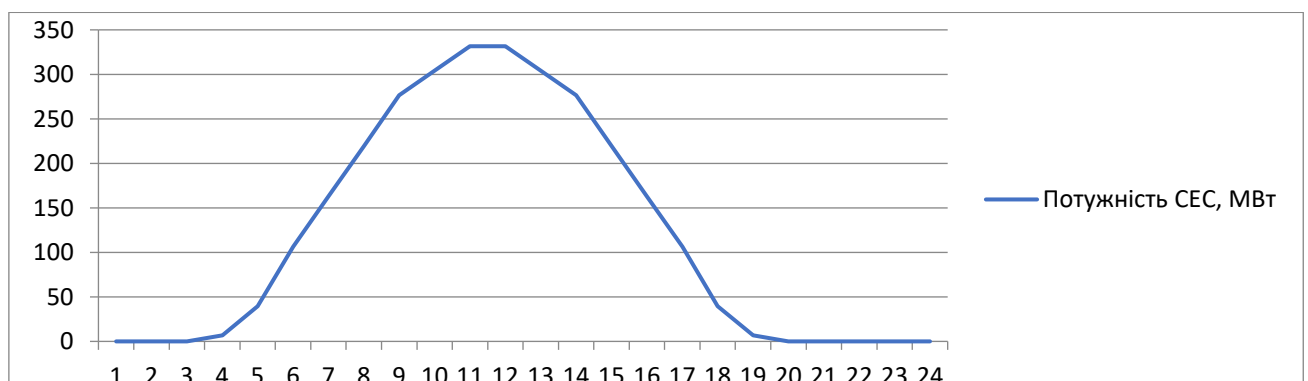


Рис. 3.2 – Нерегульований графік генерації СЕС встановленою потужністю 500 МВт.

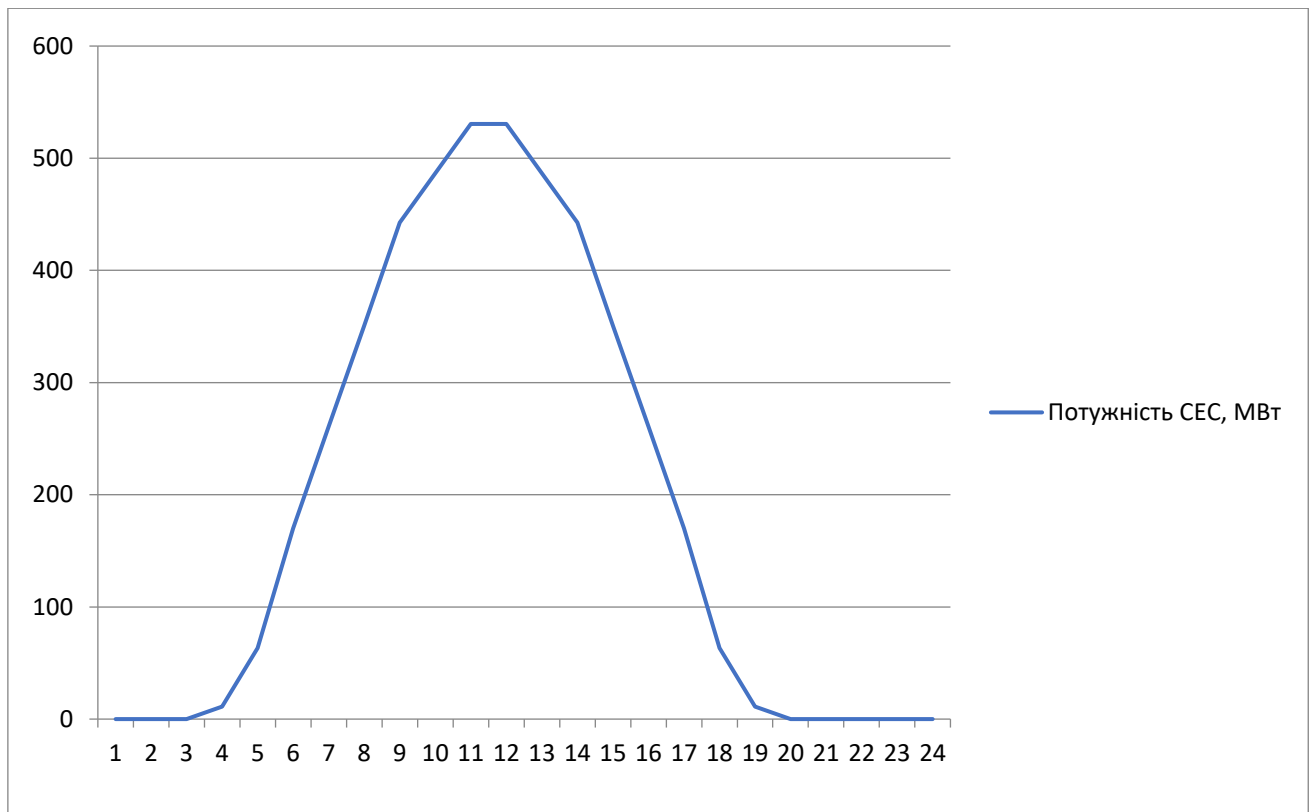


Рис. 3.3 – Нерегульований графік генерації СЕС встановленою потужністю 800 МВт.

На даних графіках помітно повну відсутність генерації в нічний період часу, що пояснюється особливостями роботи СЕС. Пік генерації припадає на години максимальної інсоляції, незалежно від встановленої потужності станції, чи її розміщення. Як було показано у розділі 2, нерегульована генерація СЕС відчутно впливає на зміну графіку генерації ТЕС ГК.

За допомогою програми, що розроблена на кафедрі електропостачання ІЕЕ, в результаті вирішення оптимізаційної задачі, було розраховано «оптимальні» графіки генерації для СЕС зазначених встановлених потужностей. Ці графіки представлені на рисунках 3.4, 3.5 та 3.6.

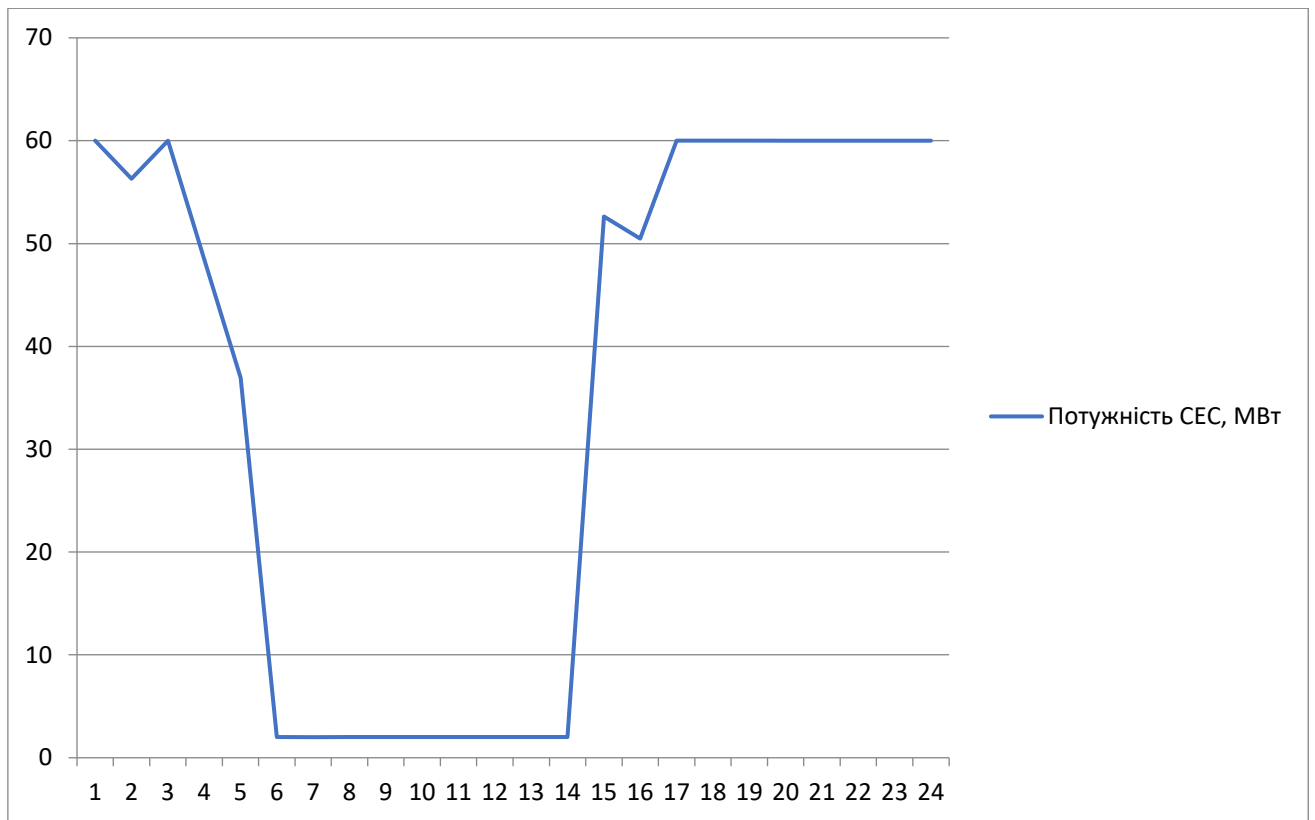


Рис. 3.4 – «Оптимальный» графік генерації СЕС встановленою потужністю 100 МВт.

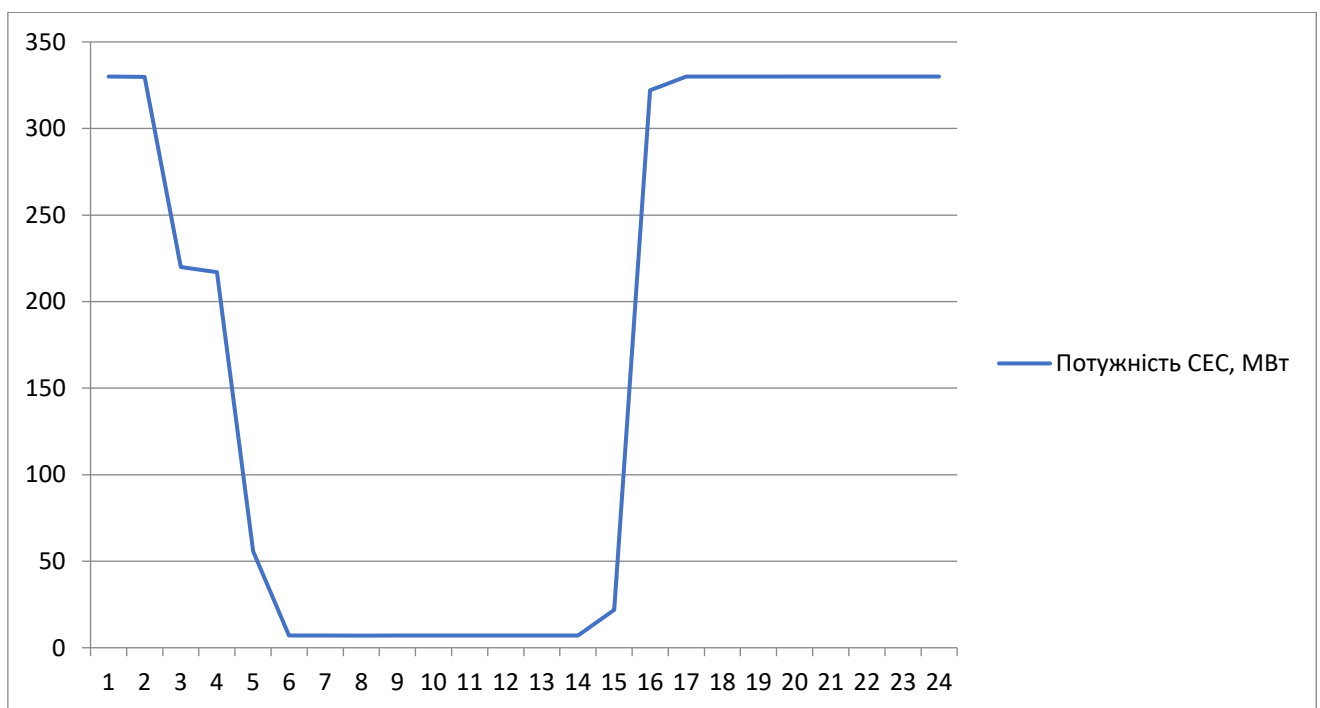


Рис. 3.5 – «Оптимальный» графік генерації СЕС встановленою потужністю 500 МВт.

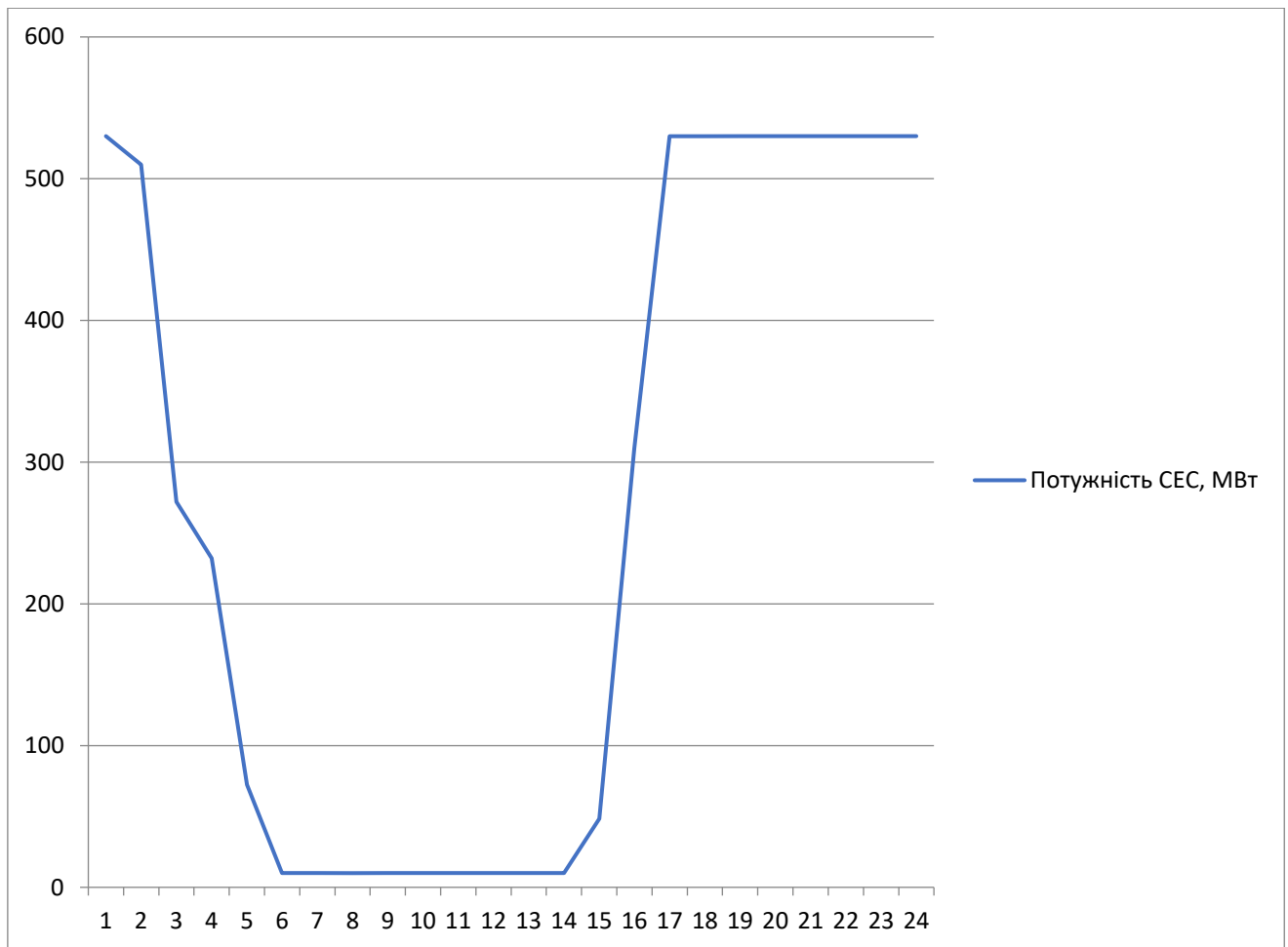


Рис. 3.6 – «Оптимальний» графік генерації СЕС встановленою потужністю 800 МВт.

На оптимальних графіках спостерігається значне зниження генерації СЕС в денний період. Це пов'язано з необхідністю забезпечення якнайкращої взаємодії СЕС з енергоблоками ТЕС ГК, які в цей час вже знаходяться в роботі.

Таким чином, отримані графіки можуть розглядатись як «меню» можливих запропонованих варіантів генерації СЕС. Очевидно, що підтримання такого графіку генерації можливе лише за наявності відповідних акумулюючих потужностей на сонячних електростанціях. Для створення можливості акумулювання електроенергії, що виробляється на СЕС, найбільш доцільно запровадити програми кредитування одним чи кількома

банками для надання коштів, необхідних для закупівлі і встановлення акумулюючого обладнання.

Слід зауважити, що власники СЕС значної встановленої потужності можуть заключати договори про підтримання не відразу «оптимальних», а певних проміжних графіків робочої потужності, які їм було запропоновано у вигляді «меню» профілів генерації (розділ 2). Це дасть змогу власникам СЕС на початку їх участі у Проекті витратити менші кошти на акумулююче обладнання.

3.2. Приклад оцінки потенціалу зниження витрат ТЕС в результаті управління робочою потужністю сонячних електростанцій

Поступове зростання негативного впливу некерованого використання сонячних електростанцій на режими роботи енергоблоків ТЕС ГК можна проілюструвати, розглянувши запропоновані у цьому підрозділі сценарії збільшення загальної встановленої потужності СЕС.

Для деякого спрощення подальших розрахунків можна прийняти, що обсяги виробництва електричної енергії енергоблоками ТЕС ГК залишаються незмінними і графіки їх робочої потужності для кожного з зазначених сценаріїв збільшення встановленої потужності СЕС є однаковими.

В результаті появи в енергетичній системі надлишку нерегульованої електричної потужності, яка генеруватиметься сонячними електростанціями, при незмінному попиті на потужність з боку споживачів добовий графік навантаження ТЕС ГК суттєво зміниться. На рисунку 3.4 представлено графік генерації електроенергії ТЕС в літній режимний день без впливу СЕС.

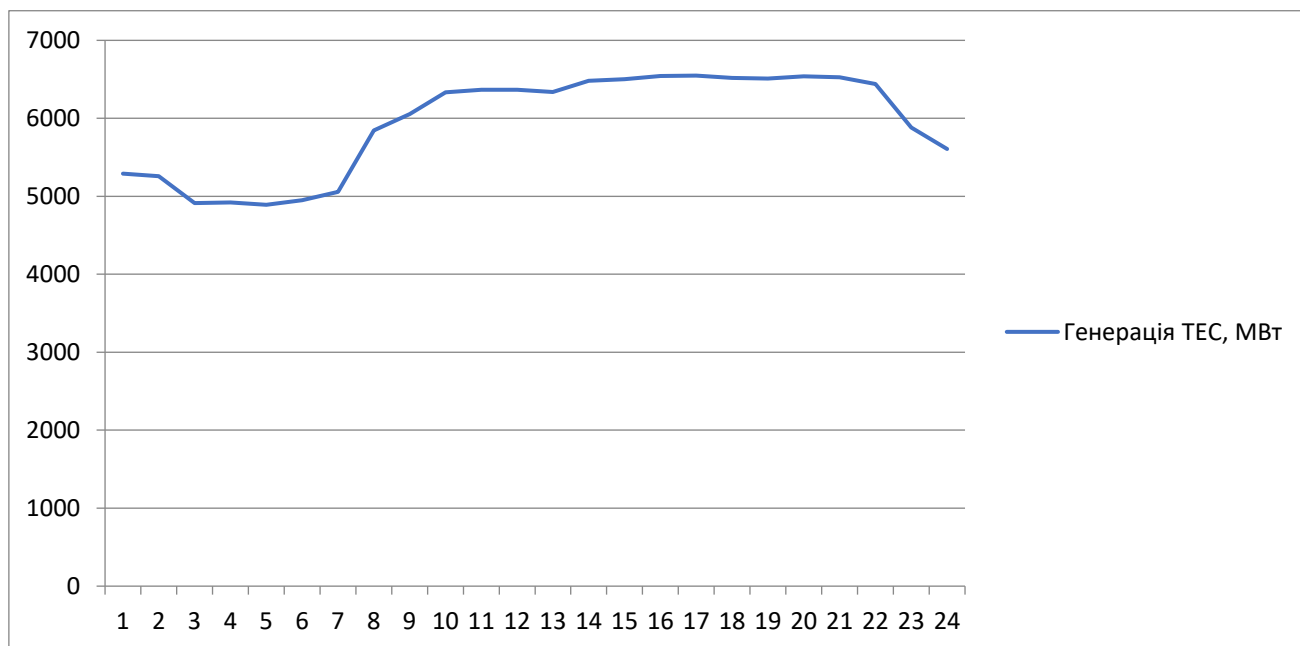


Рис. 3.4 – Графік генерації електроенергії ТЕС в літній режимний день.

На рисунках представлені графіки генерації електроенергії енергоблоками ТЕС ГК за різних сценаріїв розвитку, які відповідають збільшенню загальної встановленої потужності СЕС, наприклад, до 4000 МВт (рисунок 3.5), до 6000 МВт (рисунок 3.6), до 7000 МВт (рисунок 3.7) або до 8000 МВт (рисунок 3.8). Такі величини встановленої потужності сонячних електростанцій є цілком можливими, виходячи з того, що згідно «Енергетичної стратегії України до 2035 року» частка відновлюваних джерел електричної енергії, приблизно половину потужності яких складають СЕС, до 2020 року повинна досягти 11% загального обсягу виробництва електроенергії, а до 2035 року – 20% [27].

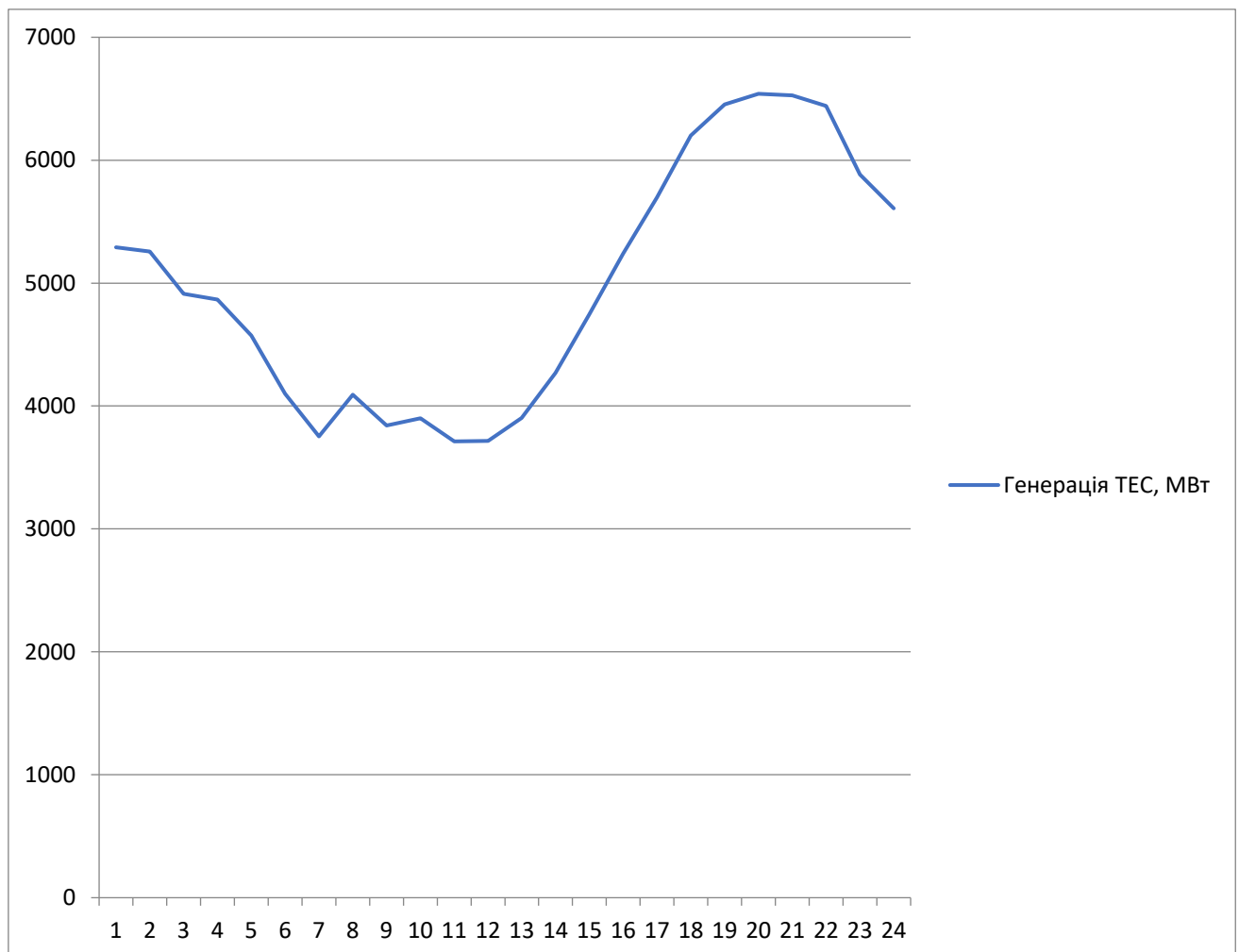


Рис. 3.5 – Графік генерації електроенергії блоками ТЕС при збільшенні загальної встановленої потужності СЕС до 4000 МВт.

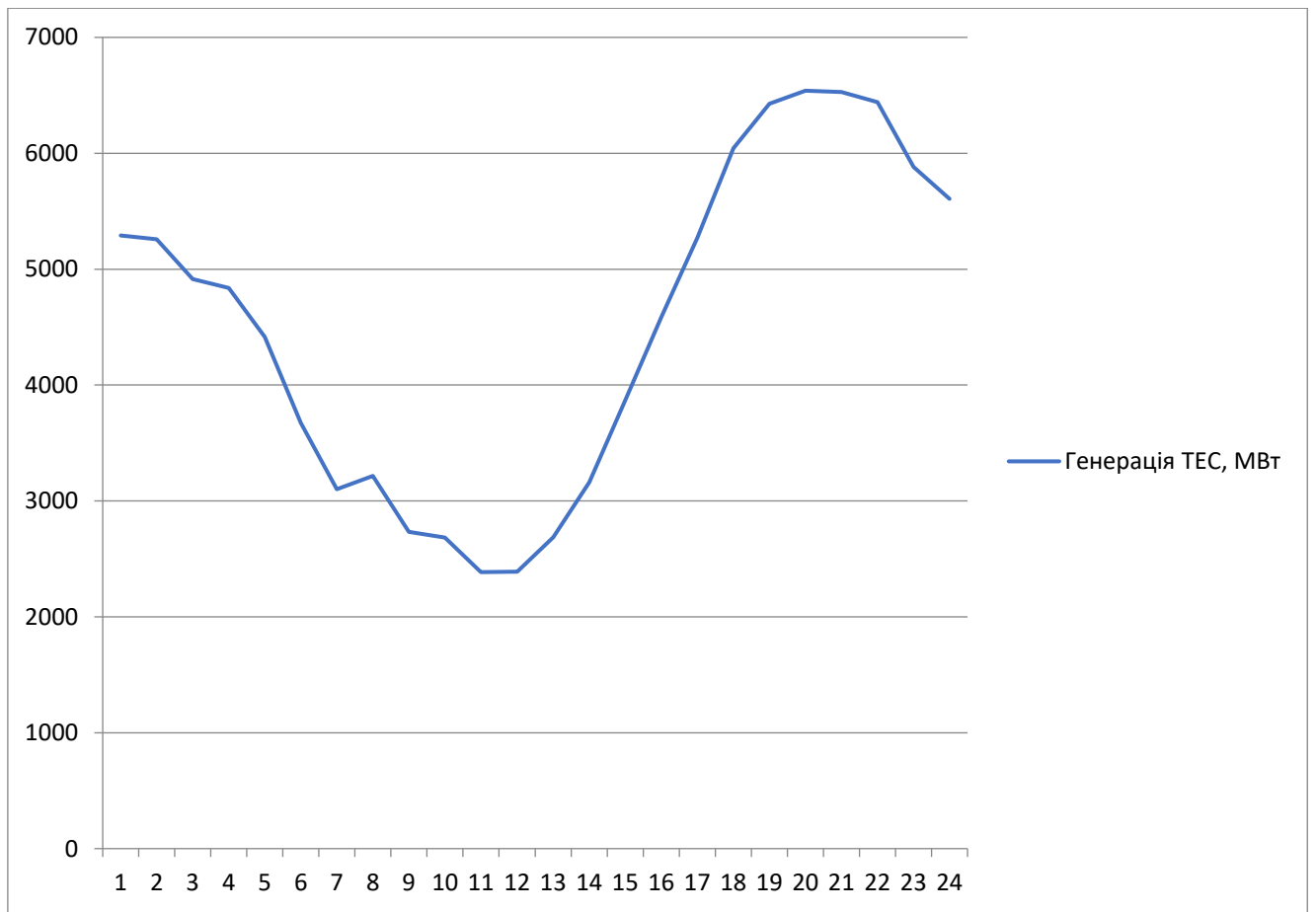


Рис. 3.6 – Графік генерації електроенергії блоками ТЕС при збільшенні загальної встановленої потужності СЕС до 6000 МВт.

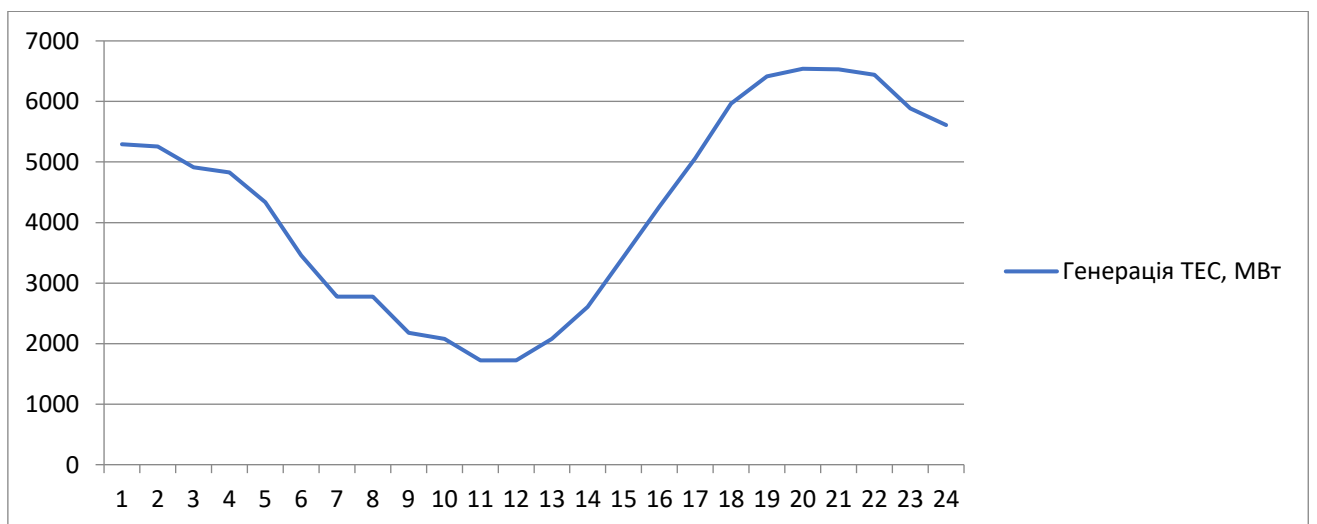


Рис. 3.7 – Графік генерації електроенергії блоками ТЕС при збільшенні загальної встановленої потужності СЕС до 7000 МВт.

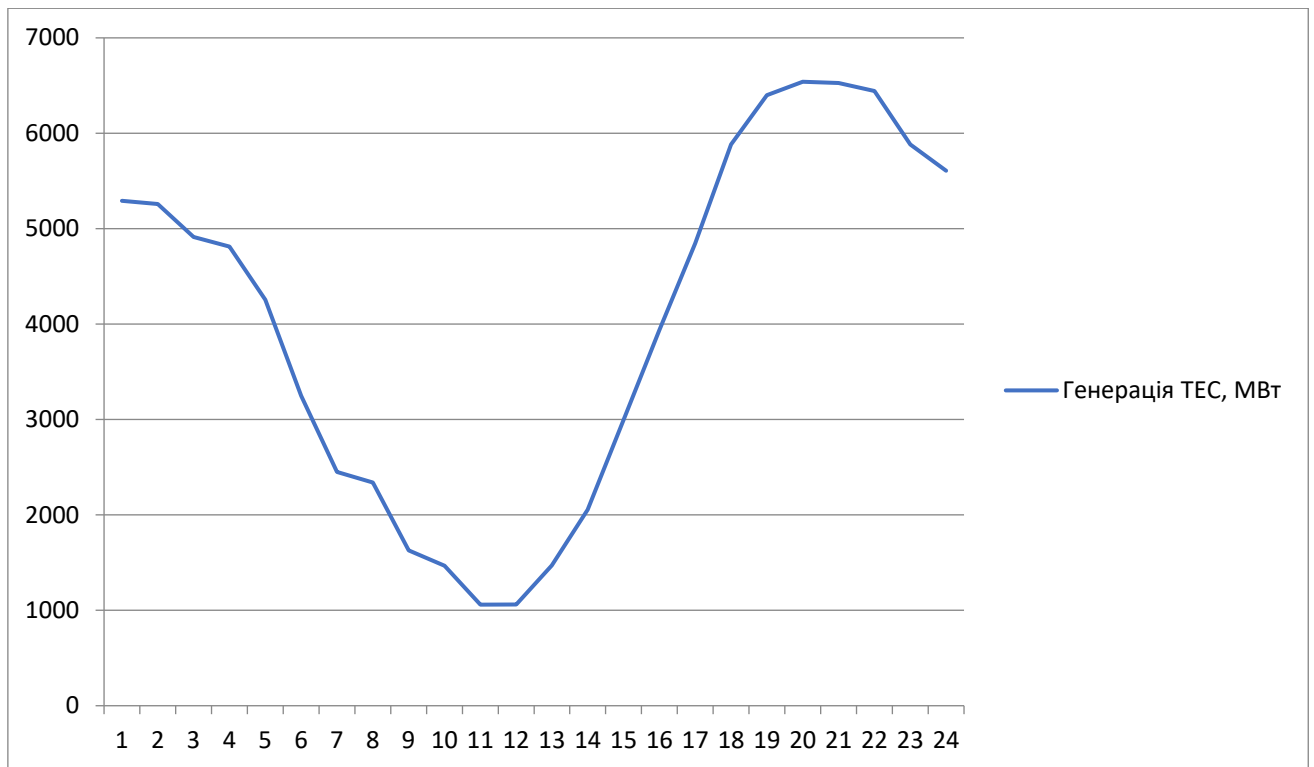


Рис. 3.8 – Графік генерації електроенергії блоками ТЕС при збільшенні загальної встановленої потужності СЕС до 8000 МВт.

З цих графіків зрозумілою та очевидною стає проблема некерованої генерації електроенергії сонячними електростанціями, яка призводить до відключень блоків ТЕС в денний час, та подальше їх повторне включення в роботу для проходження вечірнього максимуму споживання електроенергії, що негативно впливає, та надалі ще більше впливатиме на режими роботи теплових енергоблоків.

Можливу зміну конфігурації добового графіка навантаження теплових електростанцій найбільш наочно можна проілюструвати, проаналізувавши глибину та способи додаткового регулювання робочої потужності ТЕС ГК, необхідність у якому виникне у разі реалізації сценаріїв збільшення встановленої потужності сонячних електростанцій, зазначених вище.

Щогодинні значення фактичної робочої потужності ТЕС у літній режимний день, очікувані величини робочої потужності СЕС за зазначеними сценаріями розвитку їх встановленої потужності, а також обсяги надлишку

чи дефіциту потужності, що з'являтиметься в енергосистемі у години доби, в якій сонячна генерація буде значною, наведено у таблицях 1,2,3 та 4.

Таблиця 3.1 - Режим роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №1
(загальна встановлена потужність СЕС 4000 МВт)

Період	Приріст навантаження ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст потужн. СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (+) /дефіцит (-) потужності (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	261,448	293,448	-293,448	0	
05:00 - 06:00	58	533,36	475,36	-475,36	0	
06:00 - 07:00	108	453,18	345,18	-345,18	0	
07:00 - 08:00	788	449,692	-338,308	338,308	0	
08:00 - 09:00	209	460,152	251,152	-251,152	0	
09:00 - 10:00	280	219,62	-60,38	60,38	0	
10:00 - 11:00	31	219,62	188,62	-188,62	0	
11:00 - 12:00	3	0	-3	3	0	
12:00 - 13:00	-31	-219,62	-188,62	188,62	0	
13:00 - 14:00	146	-219,62	-365,62	365,62	0	
14:00 - 15:00	17	-460,152	-477,152	477,152	0	
15:00 - 16:00	43	-449,692	-492,692	492,692	0	
16:00 - 17:00	5	-453,18	-458,18	458,18	0	
17:00 - 18:00	-30	-533,36	-503,36	503,36	0	
18:00 - 19:00	-8	-261,448	-253,448	253,448	0	

Таблиця 3.2 - Режим роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №2
(загальна встановлена потужність СЕС 6000 МВт)

Період	Приріст навантаж. ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст потужн. СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (+) /дефіцит (-) потужності (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	392,172	424,172	-424,172	0	
05:00 - 06:00	58	800,04	742,04	-550,969	-191,071	-1
06:00 - 07:00	108	679,77	571,77	-465,203	-106,567	-1
07:00 - 08:00	788	674,538	-113,462	113,462	0	
08:00 - 09:00	209	690,228	481,228	-410,038	-71,19	-1
09:00 - 10:00	280	329,43	49,43	-49,43	0	
10:00 - 11:00	31	329,43	298,43	-298,43	0	
11:00 - 12:00	3	0	-3	3	0	
12:00 - 13:00	-31	-329,43	-298,43	298,43	0	
13:00 - 14:00	146	-329,43	-475,43	474,388	1,042	1
14:00 - 15:00	17	-690,228	-707,228	580,472	126,756	1
15:00 - 16:00	43	-674,538	-717,538	688,103	29,435	1
16:00 - 17:00	5	-679,77	-684,77	684,77	0	
17:00 - 18:00	-30	-800,04	-770,04	770,04	0	
18:00 - 19:00	-8	-392,172	-384,172	384,172	0	

Таблиця 3.3 - Режим роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №3
(загальна встановлена потужність СЕС 7000 МВт)

Період	Приріст навантаж. С $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст потужн. СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (+) /дефіцит (-) потужності (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	457,534	489,534	-489,534	0	
05:00 - 06:00	58	933,38	875,38	-519,072	-356,308	-2
06:00 - 07:00	108	793,065	685,065	-416,468	-268,597	-1
07:00 - 08:00	788	786,961	-1,039	1,039	0	
08:00 - 09:00	209	805,266	596,266	-327,028	-269,238	
09:00 - 10:00	280	384,335	104,335	-104,335	0	
10:00 - 11:00	31	384,335	353,335	-258,377	-94,958	-1
11:00 - 12:00	3	0	-3	3	0	
12:00 - 13:00	-31	-384,335	-353,335	311,828	41,507	1
13:00 - 14:00	146	-384,335	-530,335	391,378	138,957	1
14:00 - 15:00	17	-805,266	-822,266	514,718	307,548	2
15:00 - 16:00	43	-786,961	-829,961	639,212	190,749	1
16:00 - 17:00	5	-793,065	-798,065	758,922	39,143	1
17:00 - 18:00	-30	-933,38	-903,38	894,429	8,951	1
18:00 - 19:00	-8	-457,534	-449,534	449,534	0	

Таблиця 3.4 - Режим роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №4 (загальна встановлена потужність СЕС 8000 МВт)

Період	Приріст навантаж. ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст потужн. СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (+) /дефіцит (-) потужності (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	522,896	554,896	-554,896	0	
05:00 - 06:00	58	1066,72	1008,72	-487,175	-521,545	-2
06:00 - 07:00	108	906,36	798,36	-367,421	-430,939	-2
07:00 - 08:00	788	899,384	111,384	-111,384	0	
08:00 - 09:00	209	920,304	711,304	-244,018	-467,286	-2
09:00 - 10:00	280	439,24	159,24	-159,24	0	
10:00 - 11:00	31	439,24	408,24	-158,896	-249,344	-1
11:00 - 12:00	3	0	-3	3	0	
12:00 - 13:00	-31	-439,24	-408,24	220,582	187,658	1
13:00 - 14:00	146	-439,24	-585,24	308,368	276,872	1
14:00 - 15:00	17	-920,304	-937,304	448,963	488,341	2
15:00 - 16:00	43	-899,384	-942,384	590,321	352,063	2
16:00 - 17:00	5	-906,36	-911,36	727,025	184,335	1
17:00 - 18:00	-30	-1066,72	-1036,72	882,533	154,187	1
18:00 - 19:00	-8	-522,896	-514,896	514,896	0	

Таким чином видно, що при здійсненні сценарію 1 зростання встановленої потужності СЕС (до 4000 МВт) баланс між генеруванням

електричної потужності в енергосистемі і попитом на неї споживачів може повністю забезпечуватись маневреними потужностями ТЕС ГК, в подальших сценаріях розвитку баланс між генеруванням та попитом тільки частково може бути забезпечено за рахунок маневрених можливостей ТЕС ГК.

Розрахунок загальних додаткових витрат ТЕС проведемо на прикладі сценарію збільшення встановленої потужності СЕС до 8000 МВт. Частину надлишку потужності, що генеруватиметься сонячними електростанціями, у цьому випадку доведеться компенсувати шляхом повторного зупинення у денні години частини теплових енергоблоків загальною потужністю близько 1600 МВт, які були в роботі, що відповідає 8 енергоблокам з середньою встановленою потужністю 200 МВт ().

Додаткові річні витрати природного газу на повторні пуски теплових енергоблоків, які щодоби на денний період виводяться в резерв у зв'язку з надлишком нерегульованої потужності, що генеруватиметься СЕС, в середньому складатимуть:

$$8 * 365 * 75 * 10^3 = 219 \text{ млн. куб. м.}$$

Приймаючи ціну на природний газ, яка на вересень 2020 року для промислових споживачів - 7033 грн. за 1000 куб. м, додаткові витрати коштів на паливо, необхідне для щодобових повторних пусків енергоблоків ТЕС ($Z_{n.пуск}$), згідно формули (2) становитимуть в середньому:

$$219 * 7033 = 1540,23 \text{ млн. грн. / рік.}$$

Як було сказано вище, для одержання кількісної оцінки додаткових витрат теплових електростанцій, пов'язаних з використанням їх енергоблоків для регулювання робочої потужності енергосистеми у денний період, має бути побудована математична модель (15) залежності між середніми фактичними коефіцієнтами використання встановленої потужності (КВВП)

енергоблоків ТЕС ГК і середніми величинами їх питомої витрати умовного палива.

В процесі виконання попередніх досліджень було визначено рівняння регресії між зазначеними показниками, яке має вигляд:

$$b_{y.п} = 572,8098 - 6,20397 * \text{КВВП}.$$

Згідно фактичного графіку електричного навантаження енергоблоків теплових електростанцій протягом літнього режимного дня року (рисунок 3.4) середня їх робоча потужність дорівнювала 5945 МВт. Тобто, фактичний середній коефіцієнт використання встановленої потужності цих енергоблоків у зазначений режимний день, визначений за формулою (4), становив:

$$\text{КВВП}_{\text{факт.}} = (5945 / 28700) * 100 = 20,7 \, \%.$$

Застосовуючи наведене вище рівняння регресії (3), можна визначити середнє значення питомої витрати умовного палива тепловими енергоблоками, яке відповідає розрахованій середній величині їх КВВП:

$$b_{y.п} = 572,8098 - 6,20397 * 20,7 = 444,39 \text{ г у.п. / кВт.год.}$$

Якщо добовий графік електричного навантаження енергоблоків ТЕС зміниться так, як очікується у випадку реалізації сценарію 4 збільшення нерегульованої потужності сонячних електростанцій (рисунок 3.8), середня робоча потужність теплових енергоблоків зменшиться до 4016,25 МВт, і відповідно, зменшиться середній коефіцієнт використання їх встановленої потужності:

$$\text{КВВП}_{\text{зм.}} = (4016,25 / 28700) * 100 = 13,99 \, \%.$$

На підставі того ж рівняння регресії (3) при такому значенні КВВП

середня питома витрата умовного палива теплових енергоблоків буде складати:

$$b_{y,п} = 572,8098 - 6,20397 * 13,99 = 486,01 \text{ г у.п. / кВт.год.}$$

Таким чином, у ситуації, що розглядається, слід очікувати, що середня питома витрата умовного палива енергоблоками ТЕС у порівнянні з її величиною, що відповідає фактичному КВВП цих енергоблоків для режимного дня року, згідно формули () зросте на 8,56 %.

Обсяг виробництва електричної енергії тепловими енергоблоками в Україні у 2019 році складав 44,96 млрд. кВт.год, а вартість палива, що витрачалось цими блоками в середньому становила 0,91 грн. /кВт.год.

Отже, якщо середня питома витрата умовного палива на теплових електростанціях у порівнянні з її фактичною величиною зросте на 8,56 %, загальна вартість робочого палива на виробництво електроенергії цими енергоблоками також збільшиться пропорційно, тобто величина додаткових витрат ТЕС, пов'язаних зі зниженням енергетичної ефективності їх роботи ($\Delta Z_{\text{дод.реж.}}$), за формулою (7) буде складати:

$$\Delta Z_{\text{дод.реж.}} = 44,96 * 0,91 * 0,0856 = 3,53 \text{ млрд. грн. /рік.}$$

Таким чином, загальні додаткові витрати ТЕС ГК, пов'язані з зміною режимів їх роботи в наслідок появи в енергосистемі надлишку нерегульованої електричної потужності, що генеруватиметься сонячними електростанціями, у випадку реалізації сценарію 4 неконтрольованого зростання їх встановленої потужності, враховуючи обидві наведені вище складові цих витрат, становитимуть 5,044 млрд. грн. /рік.

Подібним чином було розраховано загальні додаткові витрати ТЕС для інших сценаріїв збільшення загальної встановленої потужності СЕС. Обсяги цих витрат показані в таблиці 5.

Таблиця 5. Загальні додаткові витрати ТЕС для інших сценаріїв збільшення встановленої потужності СЕС.

Загальні додаткові витрати ТЕС ГК			
Сценарії	грн.	млн.грн	млрд.грн
4000 МВт	3366459534	3366,459534	3,36646
6000 МВт	4223721117	4223,721117	4,223721
7000 МВт	4638403809	4638,403809	4,638404
8000 МВт	5044186893	5044,186893	5,044187

Витрати на ремонт блоків приймаються як 5% від суми загальних додаткових витрат, і становлять, відповідно:

- для сценарію 1 – 168,32 млн. грн/рік
- для сценарію 2 – 211,18 млн. грн/рік
- для сценарію 3 – 246,38 млн. грн/рік
- для сценарію 4 – 281,58 млн. грн/рік

Таким чином, загальна сума витрат, пов'язаних з нерегульованим використанням СЕС становить, відповідно:

- для сценарію 1 – 3,52 млрд. грн/рік
- для сценарію 2 – 4,43 млрд. грн/рік
- для сценарію 3 – 4,88 млрд. грн/рік
- для сценарію 4 – 5,325 млрд. грн/рік

Для спрощення процесу оцінки величини можливого зменшення додаткових витрат теплових електростанцій у разі будь-яких змін конфігурації їх графіків генерації, що розглядалися, визначено рівняння регресійної залежності між зменшенням зазначених витрат і показником, що характеризує нерівномірність графіків генерації ТЕС.

У якості такого показника прийнято середньоквадратичне відхилення (СКВ) годинних значень генерації від їх середньої добової величини. Числові значення цього показника для добових графіків генерації ТЕС, що відповідають кожному зі сценаріїв збільшення загальної встановленої потужності СЕС, наведено в таблиці 6.

Таблиця 6. Залежність СКВ графіків робочої потужності ТЕС від сценаріїв зростання загальної встановленої потужності СЕС

СКВ	Загальна встановлена потужність СЕС
1005,178628	4000 МВт
1451,849326	6000 МВт
1690,235061	7000 МВт
1933,765047	8000 МВт

Регресійну залежність між СКВ добових графіків генерації ТЕС та сумарною величиною можливого зменшення додаткових витрат цих електростанцій на виробництво електроенергії показано на рисунку 3.9.

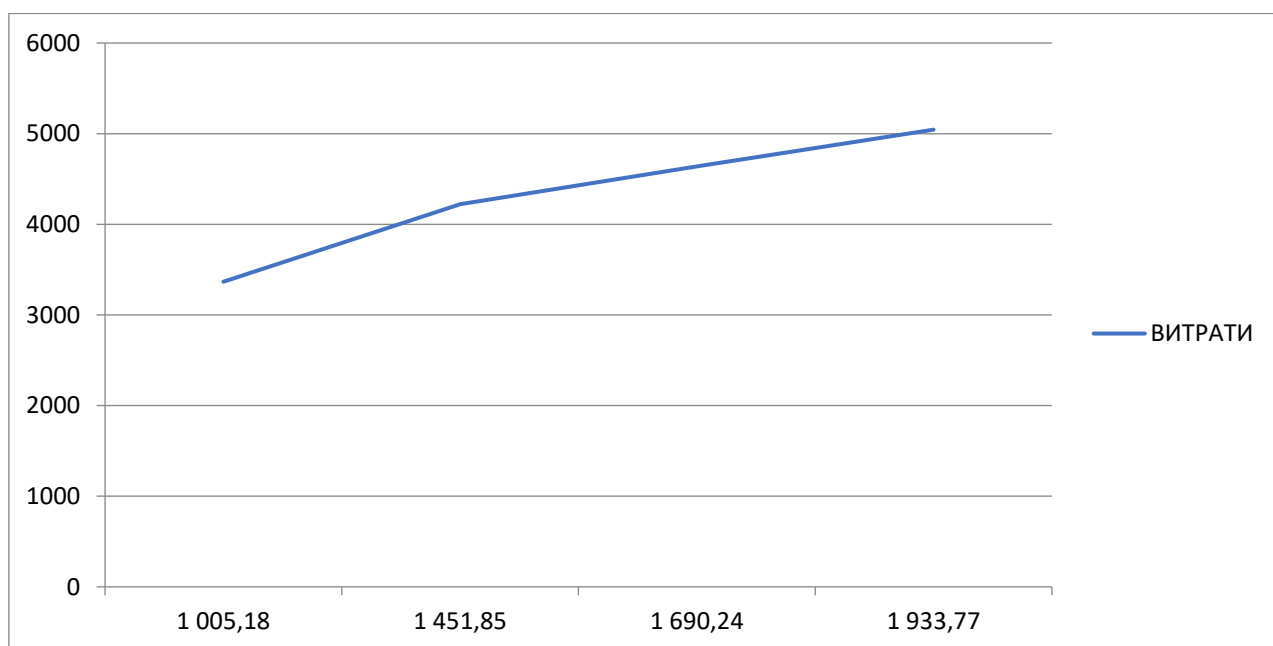


Рис. 3.9 - Регресійна залежність між СКВ добових графіків генерації ТЕС та сумарною величиною можливого зменшення додаткових витрат теплових електростанцій на виробництво електроенергії

Таким чином, показано можливий розмір зниження додаткових витрат ТЕС, пов'язаних з нерегульованим використанням СЕС. Ці кошти можуть бути використані для виплати відповідної винагороди учасникам Проекту, які тією чи іншою мірою сприяли покращенню режимів роботи теплових електростанцій.

3.3. Приклад визначення впливу зміни режимів роботи окремих СЕС на нерівномірність графіків навантаження теплових електростанцій

Як зазначалось вище, в якості прикладу, прийнято СЕС встановленою потужністю 100, 500 та 800 МВт. В розрахунках приймаємо варіант зростання встановленої потужності СЕС – до 8000 МВт, як найбільш близький до реальності на теперішній час. Графік генерації ТЕС з врахуванням неконтрольованої генерації СЕС загальною встановленою потужністю 8000 МВт наведено на рисунку 3.8. Розглянемо зміну графіка генерації ТЕС при зменшенні загальної встановленої потужності СЕС на 100, 500 та 800 МВт (тобто, в сумі на 1400 МВт (сумарне). Приймається, що СЕС саме такої встановленої потужності беруть участь в Проекті, а отже їхні потужності «віднімаються» від сумарних неконтрольованих потужностей всіх СЕС в енергосистемі, та формують новий сектор генерації електроенергії – регульовані потужності СЕС. «Оптимальні» графіки генерації СЕС, що приймають участь у Проекті, показані на рисунках 3.4 – 3.6. В таблиці 7 представлені «оптимальні» годинні робочі потужності цих СЕС.

Таблиця 3.7 - Таблиця 7. «Оптимальні» графіки робочої потужності СЕС, що приймають участь у Проекті

Час доби	Генерація електроенергії СЕС потужністю 100 МВт	Генерація електроенергії СЕС потужністю 500 МВт	Генерація електроенергії СЕС потужністю 800 МВт
1	59,998	330	530
2	56,30999	329,81	510
3	60	220	272,1
4	48,5044	216,972	232,1552
5	36,9306	55,653	72,4448

6	2,000601	7,000998	10,0028
7	2,000102	7,000504	10,0008
8	2,0044	7,000005	10,00019
9	2,000199	7,000989	10,00058
10	2,000701	7,000503	10,00059
11	2,000198	7,000988	10,00057
12	2,000198	7,000988	10,00057
13	2,000701	7,000503	10,00059
14	2,000199	7,000989	10,00058
15	52,6264	21,79201	48,4012
16	50,4941	321,9705	309,7528
17	59,99459	329,9991	529,9977
18	59,99858	329,9991	529,9996
19	59,99939	329,9991	529,9999
20	60	330	530
21	60	330	530
22	60	330	530
23	60	330	530
24	60	330	530

Якщо кілька СЕС одночасно почнуть працювати за визначеними для них оптимальними графіками, СКВ графіка ТЕС під впливом сумарних змін графіків цих СЕС зміниться на величину $\Delta \text{СКВ}_{\text{СЕС}\Sigma}^{\text{ТЕС}}$

Розглянемо варіанти зміни СКВ графіка ТЕС під впливом «оптимального» графіку для СЕС потужністю 100, 500, 800 МВт, а також сумарної потужності трьох СЕС – 1400 МВт.

Графіки генерації ТЕС за оптимального графіку генерації СЕС вказаних потужностей представлені на рисунках 3.10 – 3.13.

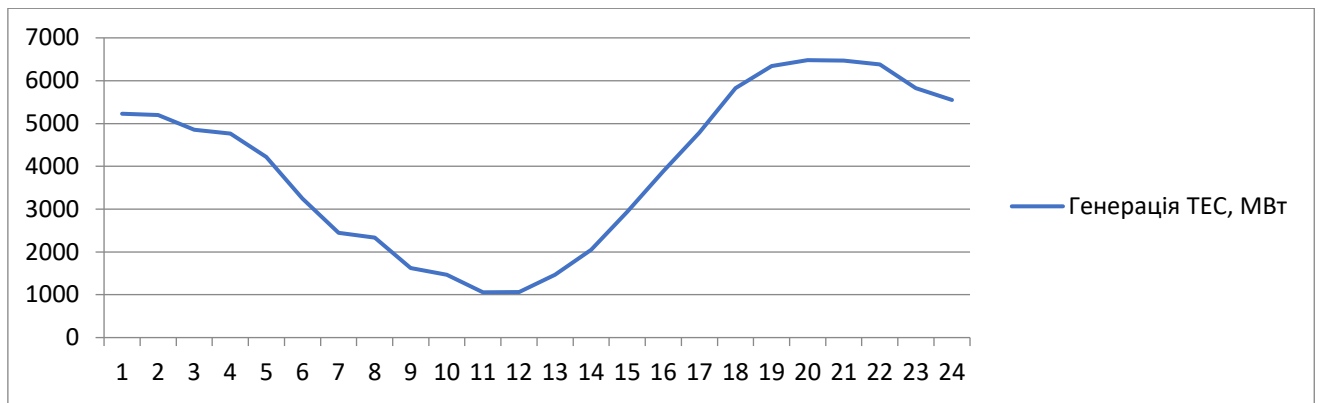


Рис. 3.10 - Графік генерації ТЕС за графіку генерації СЕС потужністю 100 МВт.

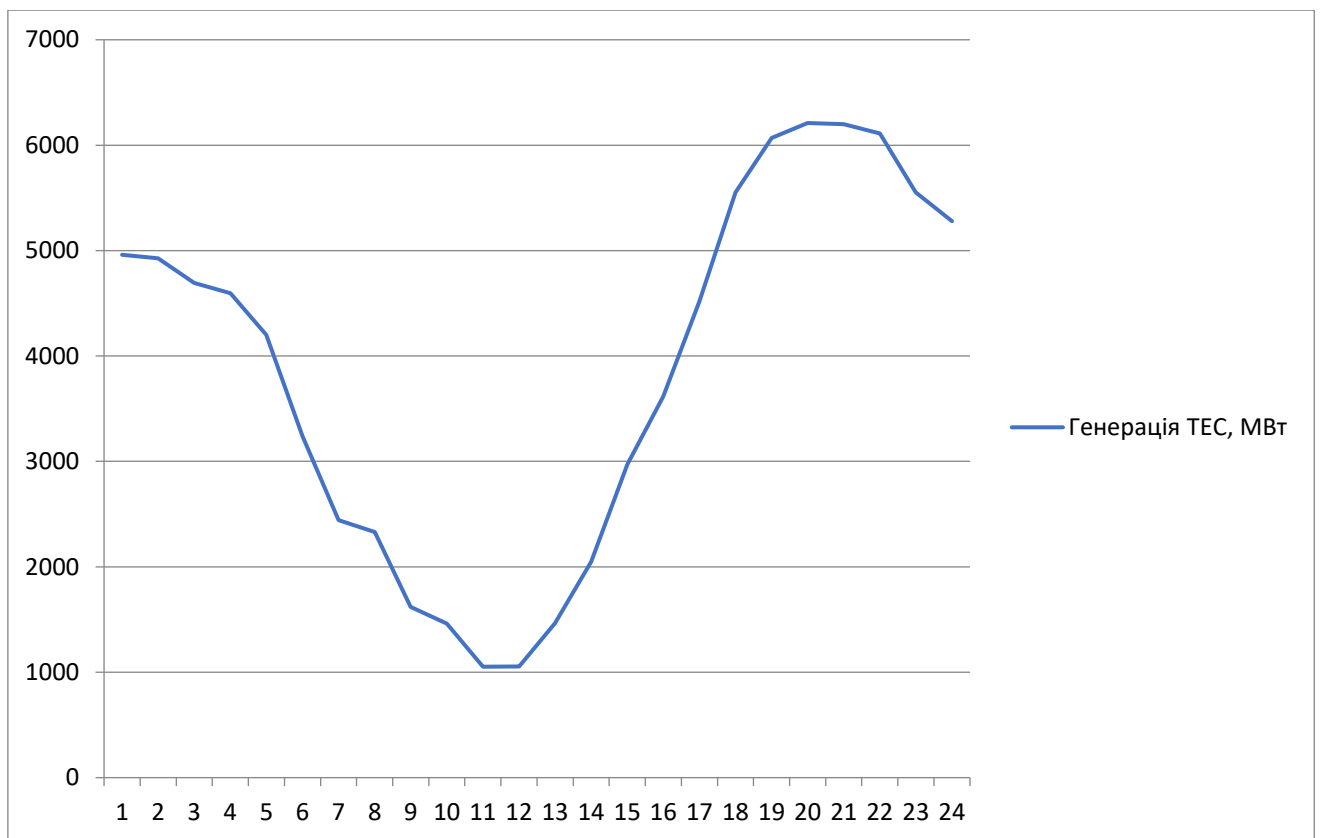


Рис. 3.11 - Графік генерації ТЕС за графіку генерації СЕС потужністю 500 МВт.

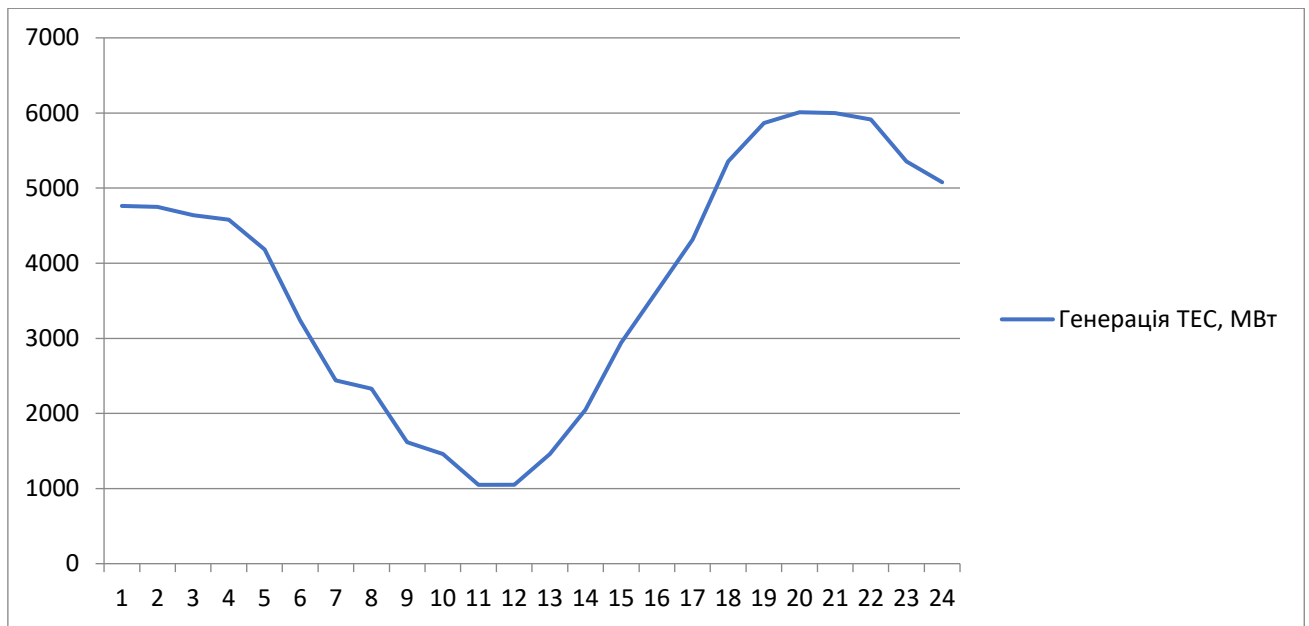


Рис. 3.12 - Графік генерації ТЕС за графіку генерації СЕС потужністю 800 МВт.

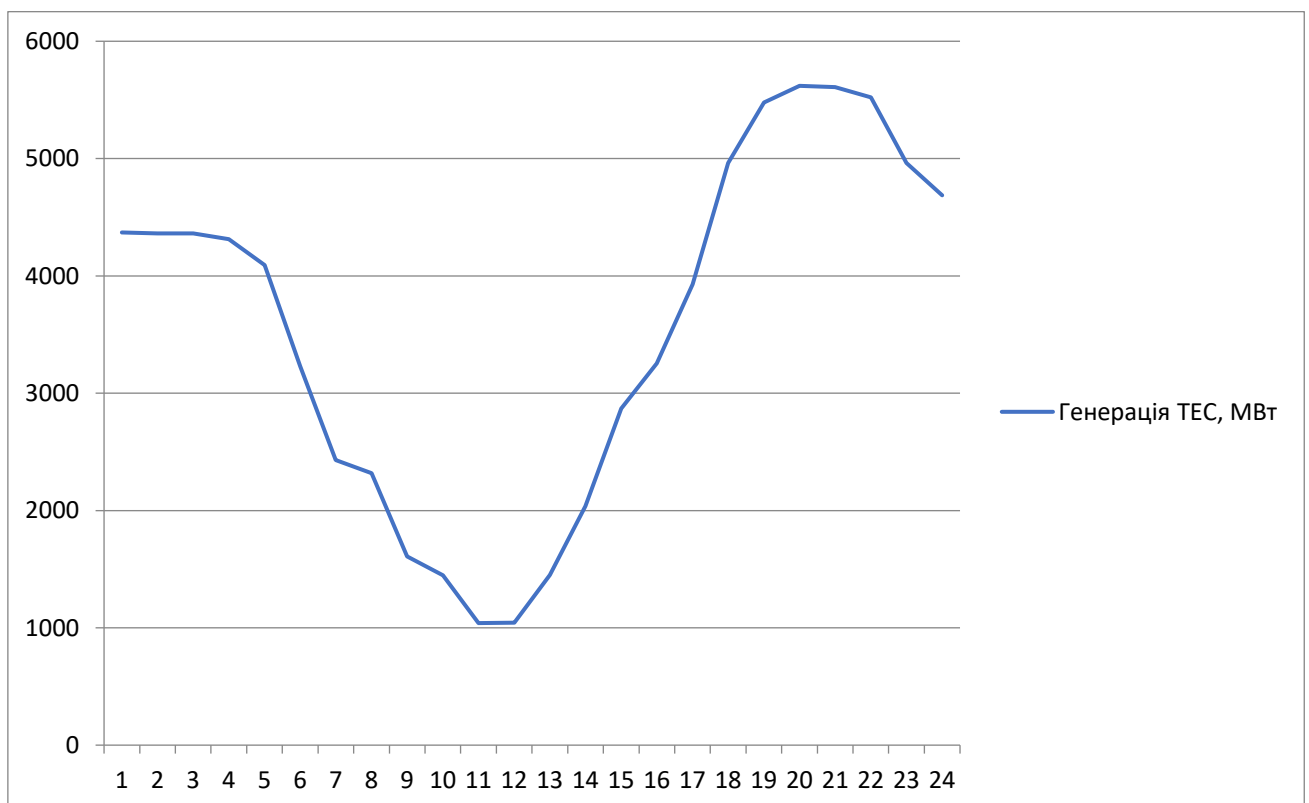


Рис. 3.13 - Графік генерації ТЕС за графіку генерації СЕС потужністю 1400 МВт.

На графіках помітно вплив регульованих СЕС на графік генерації ТЕС, спостерігається зниження генерації ТЕС в періоди ранкового та вечірнього максимуму, а також збільшення робочої потужності ТЕС у денний період, що, в перспективі, дає зниження додаткових витрат коштів на цих електростанціях.

Для визначення впливу кожної СЕС на нерівномірність графіків генерації ТЕС пропонується використати коефіцієнт участі K_i , що характеризує частину загального змінення СКВ графіка ТЕС (під впливом змінення графіків всіх СЕС, що приймають участь у Проекті), яка відбувається під впливом змінення графіка генерації тільки однієї СЕС. В таблиці 8 представлено СКВ графіків генерації ТЕС при встановленій контрольованій потужності СЕС 100, 500, 800 та 1400 МВт, при сценарії збільшення встановленої неконтрольованої потужності СЕС на рівні 8000 МВт.

Таблиця 8. СКВ графіків генерації ТЕС при встановленій контрольованій потужності СЕС 100, 500, 800 та 1400 МВт, при сценарії збільшення встановленої неконтрольованої потужності СЕС на рівні 8000 МВт.

	Початковий графік	100 МВт	500 МВт	800 МВт	1400 МВт
СКВ	1933,765	1908,8	1792,949	1712,179	1550,75

Для визначення коефіцієнту участі K_i для кожного учасника Проекту СКВ необхідно розрахувати величину зміни графіка ТЕС під впливом СЕС, $\Delta \text{СКВ}_{\text{СЕС}\Sigma}^{\text{ТЕС}}$.

Для графіка ТЕС із 100МВт контрольованої потужності:

$$\Delta \text{СКВ}_{\text{СЕС1}}^{\text{ТЕС}} = \text{СКВ}^{\text{ТЕС}} - \text{СКВ}_{\text{СЕС1}}^{\text{ТЕС}} = 1933,765 - 1908,8 = 24,965$$

Для графіка ТЕС із 500МВт контрольованої потужності:

$$\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС1}} = \text{СКВ}^{\text{ТЕС}} - \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС2}} = 1933,765 - 1792,949 = 140,816$$

Для графіка ТЕС із 800МВт контрольованої потужності:

$$\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС1}} = \text{СКВ}^{\text{ТЕС}} - \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС3}} = 1933,765 - 1712,179 = 221,586$$

Для графіка ТЕС із 1400МВт контрольованої потужності:

$$\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС1}} = \text{СКВ}^{\text{ТЕС}} - \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС4}} = 1933,765 - 1550,75 = 383,015$$

Тоді, сумарна зміна СКВ $\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma}$ для вказаних СЕС для відповідного сценарію:

$$\Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}}_{\text{СЕС}\Sigma} = \Sigma \Delta \text{СКВ}^{\text{ТЕС}} = 24,965 + 140,816 + 221,586 = 387,367$$

Сумарна зміна СКВ графіка відповідає коефіцієнту участі споживача K_i – 1, або 100%. Тоді, коефіцієнти для кожної СЕС розраховуються відповідними розрахунками. Для СЕС потужністю 100 МВт:

$$K_{i\text{СЕС1}} = 24,965 / 387,367 = 0,064, \text{ або } 6,4\%$$

Для СЕС потужністю 500 МВт:

$$K_{i\text{СЕС2}} = 140,816 / 387,367 = 0,363, \text{ або } 36,35\%$$

Для СЕС потужністю 800 МВт:

$$K_{i\text{СЕС3}} = 221,586 / 387,367 = 0,572, \text{ або } 57,2\%$$

Сума цих коефіцієнтів участі дає 1, або 100%. Таким чином, згідно цієї методики можна розраховувати вплив СЕС будь якої встановленої потужності, за будь-якого сценарію розвитку встановлених неконтрольованих(в перспективі контрольованих) СЕС.

3.4. Приклад встановлення адресної винагороди за управління режимами генерації СЕС

Адресна винагорода за управління режимами генерації СЕС встановлюється шляхом визначення коефіцієнтів участі споживача Кі. Пропорційно цим коефіцієнтам фактична економія витрат енергосистеми має бути розподілена між відповідними учасниками проекту. Результати цих розрахунків наведено у таблиці 9.

Таблиця 3.9 - Результати розрахунків розміру адресної винагороди учасників Проекту.

Відсотки	100	6,3	36,5	57,2
СКВ	1933,765	1908,8	1792,949	1712,179
Загальні витрати, тис. грн	5044,187	4979,065	4676,871	4466,183
Заощадження, тис. грн	0	65,12204	367,3157	578,004

В цій таблиці наведено максимальні розміри винагороди, які можуть бути меншими, якщо загальну економію коштів буде вирішено розподіляти між СЕС та ТЕС, або якщо СЕС (всі разом або окремі з них) будуть працювати не за «оптимальним» графіком генерації, а за одним з проміжних графіків, наданих їм у вигляді відповідного «меню» профілів генерації.

Таким чином видно, що за сценарію збільшення неконтрольованої потужності СЕС до 8000 МВт, та з подальшим введенням Проекту в дію, зменшення додаткових витрат при регульованій генерації СЕС потужністю, наприклад, 100 МВт можливо отримати економію розміром 65,12 млн. гривень на рік. Ці кошти являють собою винагороду власнику СЕС за участь в Проекті. Очевидно, що деяка частина цих коштів піде як виплата організаціям, які прямо, чи опосередковано будуть приймати участь в Проекті, однак можна стверджувати, що сума відрахувань з загальної винагороди їм буде невелика, і навряд чи буде перевищувати 6-7%. Також, при стрімкому збільшенні учасників Проекту необхідно встановити певну

суму, що буде розподілена між тепловими електростанціями, як компенсацію за фактичне зниження генерації електроенергії блоками ТЕС ГК, що виникатиме в результаті широкого, в перспективі, впровадження Проекту.

3.5. Висновки

1. В розділі показано розрахунок фактичної вигоди від участі в Проекті. Враховуючи останні події в країні, стан електроенергетичної галузі, та енергетики в цілому, можна зробити припущення про доцільність подальшого впровадження та застосування саме цього методу. Він дозволить мати вигоду обом сторонам Проекту: з одного боку – власникам СЕС, які зможуть отримувати адресні винагороди, та з другого – ТЕС ГК, графіки генерацій яких не будуть мати таких сильних провалів виробництва електроенергії, які призводять до додаткових витрат в короткостроковій перспективі, та аварійних ситуацій та поломок – в довгостроковій.

2. Таким чином, при досить великій кількості учасників Проекту можливе заміщення генеруючих потужностей ТЕС ГК об'єктами сонячної генерації, власники яких будуть підтримувати певні графіки виробництва електроенергії, що представлені їм у вигляді певних «меню».

3. Для підтримання графіків необхідні акумулюючі потужності. Власникам СЕС може бути запропонована державна програма кредитування для закупівлі такого обладнання. При цьому слід зауважити, що для СЕС технічно можливо брати участь в Проекті з підтриманням певного графіку, та, в той же час, генерувати електроенергію іншою частиною своїх встановлених потужностей за «зеленим тарифом».

4. РОЗРОБКА СТАРТАП ПРОЕКТУ СТВОРЕННЯ ГРУПИ НАУКОВО – МЕТОДИЧНОГО СУПРОВОДУ, ВПРОВАДЖЕННЯ ТА РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТУ З КОНТРОЛЬОВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

4.1. Цілі та етапи реалізації стартап-проекту

Розробка та впровадження Проекту – процес, який потребує певних матеріально – технічних та розумових затрат. Пропонується створення групи науково – методичного супроводу з впровадження та реалізації Проекту з контрольованої генерації СЕС при Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України. Дана група буде займатись імплементацією даного Проекту до ОЕС України, здійснювати приєднання власників СЕС до проекту, надавати різноманітну довідкову інформацію, розраховувати фінансові аспекти Проекту, тощо.

Створення даної групи за умови впровадження Проекту – беззаперечно необхідна умова функціонування механізму в цілому, оскільки в Проекті представлено новий тип взаємовідносин СЕС і ОЕС України. Створити таку групу можна за досить короткий проміжок часу, також вона не потребує великих матеріально – технічних ресурсів, оскільки буде займатись виключно розрахунково – аналітичною роботою. Джерелом фінансування даної групи буде виступати держава.

4.2. Обґрунтування актуальності та новизна інноваційної ідеї стартап проекту.

Як зазначалося в попередніх розділах магістерської дисертації – механізм управління генерацією сонячних електростанцій допоможе у вирішенні певних проблем української енергетики, запропонувавши новий підхід до використання сонячних електростанцій в об'єднаній енергетичній системі України.

Розробка даного механізму не потребує значних фінансових затрат, оскільки не застосовуються принципово нові технічні рішення. При зацікавленості потенційних учасників Проекту можливе розширення та збільшення даної групи. Також, така група не буде дублювати роботу інших організацій, оскільки такого механізму в Україні ще не існує.

Водночас, в ході реалізації стартап-проекту доцільно здійснити SWOT аналіз потенційних загроз та можливостей реалізації стартап-проекту, визначивши сильні та слабкі сторони, а також його можливості та загрози. SWOT-аналіз не охоплює остаточну інформацію для реалізації стартап проекту, однак дозволяє упорядкувати процес формування ідеї.[28]

Очевидними сильними сторонами Проекту являється його унікальність та новизна. Проект – державний, тобто захищений від багатьох зовнішніх ризиків, а ризики, присутні малим компаніям, чи стартапам, наприклад незацікавленість інвесторів, а отже відсутність коштів – попросту відсутні. Також, до сильних сторін можна віднести відносно швидкий можливий час створення даного Проекту, а отже і групи. Враховуючи стан ОЕС України, а точніше досить велику зношеність енергетичного обладнання, велику, та постійно зростаючу величину встановленої неконтрольованої потужності СЕС – проект не втратить свою актуальність, як мінімум до вирішення

проблеми неконтрольованої генерації СЕС. До потенційних можливостей Проекту можна віднести доцільність та необхідність його впровадження.

До слабких сторін відноситься можлива незацікавленість власників СЕС та необхідність, в деяких випадках, встановлювати акумулюючі обладнання, а отже витратити додаткові кошти. До загроз можна віднести можливу незацікавленість зі сторони держави, а в цьому випадку впровадження Проекту – неможливе.

У таблиці 10 показано SWOT аналіз стартап проекту з створення групи науково – методологічного супроводу Проекту.

Таблиця 4.1 - SWOT аналіз стартап проекту з створення групи науково – методологічного супроводу Проекту.

S (strength) – Сильні сторони	W (weaknesses) – Слабкі сторони
1. Унікальність 2. Підтримка держави 3. Швидке створення 4. Актуальність	1. Незацікавленість власників СЕС 2. Додаткові витрати
O (opportunities) – Можливості	T (threats) – Загрози
1. Доцільність впровадження	1. Можлива незацікавленість в Проекті з боку держави

4.3. Обґрунтування ресурсного забезпечення проекту

Вартість проекту об'єднує процеси планування, складання бюджету фінансування, власне фінансування, управління та контроль, які забезпечують виконання проекту в межах схваленого бюджету. Управління вартістю проекту включає наступні процеси:

- планування вартості – процес складання документації, обґрунтування витрат та процедур виконання, управління, контролю та політики вартості проекту;
- оцінка вартості – процес обґрунтування та оцінки необхідних грошових засобів для виконання всіх операцій проекту;
- складання бюджету – процес консолідації оціночних вартостей окремих операцій та комплексу робіт в авторизованого базового плану вартості проекту;
- контроль вартості – процес моніторингу стадій виконання проекту та актуалізація планованих (базових) та поточних (реальних) складових вартості проекту, корегування базових змін вартості проекту.[29]

Виникнення групи з науково – методичного супроводу, впровадження та реалізації проекту з контрольованої генерації сонячних електростанцій мусить включати в себе створення матеріально – технічної бази, робочих кабінетів, комп'ютерів, серверу для зберігання інформації, тощо. Це необхідно для роботи групи. Також, необхідно розрахувати вартість та тривалість складання необхідної документації, що пов'язана з реалізацією Проекту, а також узгодження його з відповідними органами. Необхідно розрахувати заробітню плату працівників Проекту, а також премії, виплати та надбавки, кошти за відпустки, обов'язкове страхування, тощо. Узагальнена вартість створення групи – сума всіх витрат, описаних вище. В таблиці 11 показано величину необхідних капіталовкладень на реалізацію стартап-проекту.

Таблиця 4.2 - Узагальнена вартість реалізації стартап проекту.

Прямі матеріальні затрати	500 000 грн.
Прямі затрати на оплату праці виробничих працівників(за рік)	2 500 000 грн.
Соціальні відрахування до Пенсійного фонду – 22% по заробітній платі виробничих працівників	550 000 грн.
Інші прямі витрати:	500 000 грн
Загальновиробничі витрати	4 050 000 грн

4.4. Витрати на оплату праці

Даний крок роботи передбачає аналіз структури персоналу підприємства та розмежування працівників, оплата праці яких здійснюється на основі посадових окладів (їх відносять до умовно-постійних витрат підприємства) та працівників, оплата праці яких – відрядна з урахуванням розряду працівника (їх відносять до умовно-змінних витрат підприємства). До фонду оплати праці підприємства крім заробітної плати персоналу входять і нарахування підприємства по заробітній платі до Пенсійного фонду [30]. Фонд оплати праці (ФОП) це – сукупність заробітної плати працівників підприємства разом із соціальними відрахуваннями до пенсійного фонду, який визначається за формулою:

$$\text{ФОП} = \text{ЗП} + \text{Нарахування до Пенсійного фонду, грн.} \quad (20)$$

де:

- ЗП – величина сукупної заробітної плати працівників підприємства, грн

Нарахування до Пенсійного фонду становлять 22%.

Пропонується створення групи в складі 10 чоловік для початку роботи над Проектом. Дані структури персоналу та фонду оплати праці показано в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Дані структури персоналу та фонду оплати праці

№	Посада	Форма оплати	Кількість працівників	Заробітна плата(з урахуванням всіх відрахувань), грн.		
				За місяць	За квартал	За рік
1	Начальник відділу	Ставка	1	20000	80000	240000
2	Заступник начальника	Ставка	1	18000	72000	216000
3	Головний інженер	Ставка	1	18000	72000	216000
4	Інженер відділу моніторингу	Ставка	1	16000	64000	192000
5	Інженер відділу договорів	Ставка	1	16000	64000	192000
6	Інженер сектору приєднання учасників	Ставка	1	16000	64000	192000
7	Інженер розрахунково – аналітичного відділу	Ставка	1	16000	64000	192000
8	Молодший інженер розрахунково – аналітичного відділу	Ставка	1	15000	60000	180000
9	Інженер відділу зв'язків з громадськістю	Ставка	1	15000	60000	180000
10	Системний адміністратор	Ставка	1	15000	60000	180000

Оскільки в даному стартап – проекті запропоновано створення групи супроводу Проекту, до даного стартапу неможливо застосувати поняття амортизації основних засобів загальновиробничого призначення, амортизації нематеріальних активів загальновиробничого призначення, витрат на утримання, експлуатацію та ремонт, страхування, операційної оренди основних засобів, інших необоротних активів загальновиробничого призначення, витрати на вдосконалення технології й організації виробництва, умовно – змінних витрат, тощо. Дані витрати доцільно розраховувати для виробничого процесу, випуску певної продукції. Також, неможливо розрахувати рентабельність даної ідеї, оскільки впровадження та реалізація цього Проекту безпосередньо пов'язана з енергетичною політикою держави.

4.5. Аналіз ризиків стартап – проекту

Впровадження стартап проекту зі створення групи науково – методичного супроводу, впровадження та реалізації проекту з контрольованої генерації сонячних електростанцій, за своєю суттю неможливий без, власне кажучи, впровадження даного Проекту на території України. До можливих ризиків, пов'язаних з імплементацією даного Проекту в ОЕС України можна віднести недостатньо стабільний стан економіки України в цілому, та в електроенергетичній галузі в тому числі.[31] Даний Проект можливо не буде реалізований взагалі, а тому і створення групи буде недоцільним кроком. Також, в етапі організації можливе неефективна реалізація Проекту, що викличе недостатню зацікавленість до Проекту його можливих учасників. Також, можливий певний, так званий, «кадровий голод» - відсутність спеціалістів необхідного профілю. До проектних ризиків можна віднести значну розтягненість у часі між впровадженням даного Проекту та вступом до нього перших учасників.

4.7. Висновки

1. Стартап – проект зі створення групи науково – методичного супроводу, впровадження та реалізації проекту з контрольованої генерації сонячних електростанцій – доцільний крок, що необхідний для впровадження механізму управління генерацією сонячних електростанцій. В складних реаліях української електроенергетики, даний механізм – можливість заощадження значних коштів та, в перспективі – реконструкції блоків теплових електростанцій.

2. Стартап – проект створюється державою, для державних структур, та державними службовцями, а отже позбавлений багатьох ризиків, які зустрічають перед собою можливі стартап – ідеї. Також, слід відзначити актуальність реалізації такого механізму та створення групи – така ідея є новою на території нашої держави, вона не втратить своєї актуальності через певний проміжок часу.

3. За вдалої реалізації Проекту, та підтримки його з боку держави, він стане перспективною заміною «зеленому тарифу», а отже бути учасником даного механізму управління стане вигідною заміною нинішньому етапу взаємодії сонячної та традиційної електроенергетики.

ВИСНОВКИ

1. Енергетична галузь України має низку складних проблем, які пов'язані з втратою потужностей в зв'язку з бойовими діями, зростанням вартості паливно – енергетичних ресурсів, зношеністю обладнання та генеруючих потужностей. В зв'язку з цим, а також з все більш помітною проблемою некерованої генерації сонячних електростанцій погіршуються і без того складні режими роботи ТЕС ГК, що призводить до їх неефективної роботи.

2. В магістерській дисертації було запропоновано механізм управління СЕС. Виконано розрахунок збільшення кількості додаткових витрат на виробництво електроенергії тепловими електростанціями, які пов'язані з неконтрольованою генерацією СЕС. Розглянуто декілька можливих варіантів збільшення встановленої потужності таких СЕС. Було вирішено оптимізаційну задачу для визначення оптимальних графіків генерації СЕС різних встановлених потужностей.

3. Внаслідок цього, показано розрахунок фактичної вигоди від участі в даному механізмі. Враховуючи нестабільну економічну ситуацію в країні, стан електроенергетичної галузі, та енергетики в цілому, можна зробити припущення про доцільність подальшого впровадження та застосування саме цього методу. Він дозволить мати вигоду обом сторонам: з одного боку – власникам СЕС, які зможуть отримувати адресні винагороди, та з другого – ТЕС ГК, графіки генерацій яких не будуть мати таких сильних провалів виробництва електроенергії, які призводять до додаткових витрат в короткостроковій перспективі, та аварійних ситуацій та поломок – в довгостроковій.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Халатов А. А. ЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ: СУЧАСНИЙ СТАН І НАЙБЛИЖЧІ ПЕРСПЕКТИВИ / Артем Артемович Халатов. // 6. – 2016. – С. 53–61.
2. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей / ДП «НЕК Укренерго». 2019.
3. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за березень та 3 місяці 2020 року [Електронний ресурс] // 1. – 2020. – Режим доступу до ресурсу: https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/
4. Терлецька У. Відновлювана енергетика в Україні (ВДЕ) – це реальність [Електронний ресурс] / Уляна Терлецька // 1. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.institute.lviv.ua/index.php/uk/2018-02-16-08-36-56/126-2019-11-15-11-44-25>.
5. ЗАКОН УКРАЇНИ Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії [Електронний ресурс]. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text>.
6. Черноусенко О.Ю. Стан енергетики України та результати модернізації енергоблоків ТЕС. Проблеми загальної енергетики. 2014. № 4 (39). С. 20–28.
7. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М. Оценка маневренных возможностей электрогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии. Проблеми загальної енергетики. 2007. № 16. С. 47–53.
8. Северин В.П., Никулина Е.Н., Лютенко Д.А., Бобух Е.Ю. Проблема маневренности энергоблока АЭС и развитие моделей его систем

управління. Вісник Національного Технічного Університету «ХП». 2014. № 61. С. 24–29.

9. Калінчик В.П., Скачок О.В. Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем. Енергетика: економіка, технології, екологія. 2013. № 3. С. 57–62.

10. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.І. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність. Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості. 2010. № 7. С. 191–193.

11. Находов В. Ф. Управління режимами споживання та ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах : дис. докт. техн. наук : 05.14.01 / Находов Володимир Федорович – Київ, 2018.

12. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Дополнительные затраты энергосистемы на покрытие неравномерных графиков электрической нагрузки. VIII міжнародна науково-технічна конференція молодих дослідників, аспірантів та студентів Енергетика. Екологія. Людина. Київ, 1–3 червня 2016. С. 265–269.

13. Черниш Ю. В. Мировой опыт реформирования электроэнергетики. / Ю. В. Черниш. // Управление экономическими системами: электронный научный журнал – 2013 – №11(59).С. 61–73.

14. Свідectво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Механизм целевого управления режимами потребления электрической мощности в ОЭС Украины» / В.Ф. Находов, А.И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари. - № 68051; заявка від 04.08.2016 р.; зареєстр.29.09.2016 р.

15. Находов В. Ф. Оценка потенциала снижения затрат энергосистемы в результате выравнивания суточных графиков ее электрической нагрузки [Текст] / В. Ф. Находов, А. И. Замулко, Мохаммад

Аль Шарари, В. В. Чекамова. // вісник НТУ«ХП». – 2016. – № 4.(1176) – С.21–31.

16. Праховник А. В. Проблеми методи та засоби управління використанням електричної енергії / А. В. Праховник, В. Ф. Находов. // Наукові вісті НТУУ «КП». –1997. –№1. – С. 41–48.

17. Маляренко В. А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания / В. А. Маляренко, И. Е. Нечмоглод. // Світлотехніка та електроенергетика. – 2011. – №4. – С. 61–69.

18. Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические методы оперативного управления электрическими нагрузками. Вісник УБЕНТЗ. 1998. № 6. С. 112–114.

19. Находов В. Ф. Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы / В.Ф. Находов, А. И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д. А. Мединцева. // Наукові вісті НТУУ «КП». –2016. –№1. –С. 31–38.

20. Банди Б. Методы оптимизации. Вводный курс. Москва: Радио и связь, 1988. 128 с.

21. Захарова Е.М., Минашина И.К. Обзор методов многомерной оптимизации. Математические модели, вычислительные методы. 2014. № 3. С. 256–27.

22. Thakur J., Chakraborty B. Demand side management in developing nations: A mitigating tool for energy imbalance and peak load management. Energy. 2016. № 114. Pp. 895–912.

23. Находов В. Ф. СЦЕНАРНИЙ АНАЛІЗ МОЖЛИВИХ РЕЗУЛЬТАТІВ БЕЗКОНТРОЛЬНОГО РОЗВИТКУ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ [Електронний ресурс] / В. Ф. Находов, А. І.

Замулко, Р. Шарадзе // VI Міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'19». – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <http://pems.kpi.ua/proc/article/viewFile/172989/172774>

24. Кабінет Міністрів України. Розпорядження від 01.10.2014р. №902-р. Про національний план дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 року.

25. Дрьомин В. П. Аналіз витрат палива блоками ТЕС і можливостей їх економії при регулюванні електроспоживання. / В. П. Дрьомин, Г. П. Костенко, О. В. Згуровец. // Проблеми загальної енергетики – 2008. – №17. – С. 73–77.

26. Находов В. Ф. Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую энергию. / В. Ф. Находов, А. И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Ю. Н. Исаенко. // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. –2015. – №1(78). –С. 24–32.

27. Енергетична стратегія України на період до 2035 року [Електронний ресурс] // 1. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=5035>

28. Стартап-проект. Рекомендації до виконання розділу магістерської дисертації «Розроблення стартап-проекту» [Електронний ресурс] : навчальний посібник для студентів спеціальностей: 101 «Екологія», 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», 144 «Теплотехніка», спеціалізацій: «Інженерна екологія та ресурсозбереження», «Інжиніринг електротехнічних комплексів», «Електромеханічні та мехатронні системи енергоємних виробництв», «Системи електропостачання», «Енергетичний менеджмент та енергоефективність» «Енергетичний менеджмент та інжиніринг» / П. В. Круш, Н. А. Шевчук, О. І.

Андрусь ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні тестові дані (1 файл: 127 КБ). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. – 50 с.
<https://ela.kpi.ua/handle/123456789/27914>

29. Шевчук Н.А. Розробка та впровадження стартап проекту на прикладі геосинтетичного модуля-опалубки / Шевчук Н.А., Вапнічна В.В. // Сучасні проблеми економіки і підприємництва [Текст]: Збірник наукових праць. – Вип. 23. – К.: ІВЦ Видавництво «Політехніка», 2019 С.32-40.
[file:///C:/Users/user/Downloads/165788-384771-1-PB%20\(6\).pdf](file:///C:/Users/user/Downloads/165788-384771-1-PB%20(6).pdf)

30. Шевчук Н.А., Зайченко С.В., Кривда О.В. Впровадження та реалізація стартап проекту геомехатронного комплексу Сучасні проблеми економіки і підприємництва [Текст]: Збірник наукових праць. – Вип. 21. – К.: ІВЦ Видавництво «Політехніка», 2018 С. 94-101.
<http://sbkeip.kpi.ua/article/viewFile/130546/132655>

31. Шевчук Н.А. Економіка і організація виробництва: Рекомендації до виконання розрахункової роботи:[Електронний ресурс]: навч. посібник для студ. спеціальностей: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізацій: «Інжиніринг електротехнічних комплексів», «Електромеханічні та мехатронні системи енергоємних виробництв»/ Н.А. Шевчук, С.О. Тульчинська/КПІ ім. Ігоря Сікорського.– Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019.–60 с.